



**MINISTÉRIO DA DEFESA
EXÉRCITO BRASILEIRO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO
(DEPARTAMENTO TÉCNICO E DE PRODUÇÃO DO EXÉRCITO 1946)
(DEPARTAMENTO REAL CORPO DE ENGENHEIROS)**

**CADERNO DE INSTRUÇÃO SOBRE ORIENTAÇÕES PRÁTICAS PARA
DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
EM EDIFICAÇÕES MILITARES**

1ª Edição
2022



**MINISTÉRIO DA DEFESA
EXÉRCITO BRASILEIRO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO
(DEPARTAMENTO TÉCNICO E DE PRODUÇÃO DO EXÉRCITO 1946)
(DEPARTAMENTO REAL CORPO DE ENGENHEIROS)**

**CADERNO DE INSTRUÇÃO SOBRE ORIENTAÇÕES PRÁTICAS PARA
DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
EM EDIFICAÇÕES MILITARES**

**1ª Edição
2022**



**MINISTÉRIO DA DEFESA
EXÉRCITO BRASILEIRO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO
(DEPARTAMENTO TÉCNICO E DE PRODUÇÃO DO EXÉRCITO 1946)
(DEPARTAMENTO REAL CORPO DE ENGENHEIROS)**

PORTARIA - DOM/DEC/C Ex Nº _____, DE _____ DE _____ DE 2022

EB: _____/202__ - _____

Aprova o caderno de instrução sobre orientações práticas para dimensionamento de geração de energia fotovoltaica em edificações militares. (EB50-CI-03.002).

O CHEFE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO, no uso das atribuições que lhe confere os incisos I e VIII do art. 3º, do Regulamento do Departamento de Engenharia e Construção (EB10-R-04.001), 1ª Edição, aprovado pela Portaria do Comandante do Exército nº 1.586, de 10 de setembro de 2021, em consonância com o inciso II do Art. 12 e Art. 44 das Instruções Gerais para as Publicações Padronizadas do Exército (EB10-IG-01.002), 1ª Edição, 2011, aprovadas pela Portaria do Comandante do Exército nº 770, de 7 de dezembro de 2011, resolve:

Art. 1º Aprovar o Caderno de Instrução sobre Orientações Práticas para Dimensionamento de Geração de Energia Fotovoltaica em edificações militares.

Art. 2º Estabelece que este Caderno de Instrução entra em vigor na data de sua publicação.

Gen Ex JÚLIO CESAR DE ARRUDA
Chefe do Departamento de Engenharia e Construção

FICHA DE REGISTRO DE MODIFICAÇÃO (FRM)

NÚMERO DE ORDEM	ATO DE APROVAÇÃO	PÁGINAS AFETADAS	DATA

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	9
INTRODUÇÃO.....	9
1.1 APRESENTAÇÃO.....	9
1.2 LEGISLAÇÃO, REGRAS E MANUAIS DE REFERÊNCIA	9
CAPÍTULO II.....	10
FUNDAMENTOS FOTOVOLTAICOS.....	10
2.1. EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA	10
2.2. VISÃO GERAL DO SISTEMA	11
2.3. PRINCIPAIS DEFINIÇÕES.....	12
2.3.1 HORAS DE SOL PICO (PSH).....	12
2.4 TIPOS DE SISTEMA	14
CAPÍTULO III.....	15
COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	15
3.1 SISTEMAS DE MONTAGEM	15
3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO	17
3.4. INVERSOR	19
3.5 COMPONENTES COMPLEMENTARES.....	20
3.6. CONTROLADOR DE CARGA	22
CAPÍTULO IV.....	24
LEVANTAMENTO DO LOCAL PARA PROJETO	24
4.1 LOCALIZAÇÃO E SOMBRA	24
4.2 DADOS DE IRRADIAÇÃO LOCAL DO SOL	26
4.3 ESPECIFICAÇÃO DO TIPO DE SISTEMA DE MONTAGEM.....	27
4.4 SISTEMA DE ATERRAMENTO	28
5.2 DEFINIÇÃO DO INVERSOR.....	33
5.3 MATRIZ DE MÓDULOS.....	35
5.4 CÁLCULO DO CABEAMENTO	36
5.5 SELEÇÃO DE DISPOSITIVOS ELÉTRICOS.....	37
5.5 PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	38
5.6 VIABILIDADE ECONÔMICA.....	40
CAPÍTULO VI.....	43
PROJETO FOTOVOLTAICO OFF-GRID	43
6.1 ESTIMATIVA DE ENERGIA ELÉTRICA	43
6.2 MODELO DE MÓDULO E MATRIZ FV	44
6.3 SELEÇÃO DO INVERSOR E DO CONTROLADOR DE CARGA	47

6.4 DIMENSIONAMENTO E GERENCIAMENTO DA BATERIA.....	50
CAPÍTULO VII.....	52
PREPARO PARA INSTALAÇÃO	52
7.1 SIMULAÇÃO DE DESEMPENHO.....	52
7.2 DOCUMENTAÇÃO, PLANO LOGÍSTICO E COMISSIONAMENTO	53
7.3 PREOCUPAÇÕES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)	54
REFERÊNCIAS	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação esquemática de uma célula fotovoltaica simples	10
Figura 2 – Evolução das Pesquisas em células fotovoltaicas.....	11
Figura 3 - Perda de energia direta devido ao desalinhamento do painel solar.....	11
Figura 4 - Gráfico do ponto de potência máxima (vermelha – corrente de curto-circuito; azul – potência). 13	
Figura 5 - Gráficos de Corrente Contínua (CC) e Corrente Alternada (CA).....	13
Figura 6 – Diagrama sistema fotovoltaico isolado	14
Figura 7 – Diagrama de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.....	15
Figura 8 - Diagrama fotovoltaico híbrido.....	15
Figura 9 - Tipos de montagem de estrutura metálica solar	16
Figura 10 - Componentes principais da estrutura de montagem.	16
Figura 11- Estrutura solar com rastreamento	17
Figura 12 - Camadas de um módulo fotovoltaico típico.	17
Figura 13 - Gráfico com principais informações sobre a folha de dados do painel fotovoltaico	19
Figura 14 - Amostra de algumas proteções elétricas.	21
Figura 15 - Terminal tipo agulha para conectar as proteções do quadro (a) e conector MC4 para conectar o cabeamento externo dos módulos fotovoltaicos (b).	21
Figura 16 - Terminal universal e terminal de olhal para cabo de conexão	22
Figura 17 - A chave seletora na frente do painel elétrico	22
Figura 18 - Irradiância solar em Brasília-DF (Estudo de Caso 01).	27
Figura 19 - Irradiância solar em São Gabriel da Cachoeira - AM (Estudo de Caso 02)	27
Figura 20 - Sistema de aterramento adotado	28
Figura 21 - Caixa de inspeção do sistema de aterramento e conector da haste de aterramento.....	29
Figura 22 - Painel unifilar dos componentes básicos PV na rede.....	30
Figura 23 - Painel fotovoltaico com duas strings paralelas e string-box (caixas de conexão).....	36
Figura 24 - Amostra de componentes fotovoltaicos off-grid em diagrama unifilar.....	43
Figura 25 - Conexões do painel serial/paralelo (Estudo de Caso 2)	46
Figura 26 - Diagrama multilinha de interligação de componentes (estudo de caso 2).....	48
Figura 27 - Diagrama unifilar de interligação de componentes com painel multicluster	49
Figura 28 - Diagrama unifilar de interligação de componentes com inversor híbrido.....	49
Figura 29 - Marcação de carga com módulos fotovoltaicos.....	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiência geral dos módulos fotovoltaicos (disponíveis no mercado).....	18
Tabela 2 - Características de desempenho do Painei Fotovoltaico (NOCT e STC)	19
Tabela 3 - Comparação de tipos de bateria.....	23
Tabela 4 - Folha de Dados das Condições de Teste Padrão (STC) do modelo de painei escolhido de 260Wp	31
Tabela 5 - Média mensal da Irradiância solar diária em Brasília (Brasil).....	32
Tabela 6 - Folha de dados do modelo de inversor de 15kW	34
Tabela 7 - Estimativa de perdas em sistemas fotovoltaicos.....	39
Tabela 8 - Produção média mensal de energia em Brasília (Brasil).....	40
Tabela 9 - Variáveis de restrições aplicadas ao cálculo do payback.....	40
Tabela 10 - Planilha proposta para cálculo do payback	41
Tabela 11 - Estudo de Caso 01 Planilha proposta para cálculo do payback.....	41
Tabela 12 - Tabela de estimativa de consumo de energia	44
Tabela 13 - Tabela de estimativa de consumo de energia do Estudo de Caso 2	44
Tabela 14 - Características de desempenho do Módulo Fotovoltaico (Estudo de Caso 2)	45
Tabela 15 - Capacidade da bateria (Ah) da ficha técnica de fábrica.	51
Tabela 16 - Plano de procedimentos de manutenção.....	55

CADERNO DE INSTRUÇÃO SOBRE ORIENTAÇÕES PRÁTICAS PARA DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA EM EDIFICAÇÕES MILITARES

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO

1.1.1 Este caderno de instrução foi elaborado pela Diretoria de Obras Militares (DOM) com o objetivo de fornecer os requisitos mínimos para o projeto de Geração de Energia Fotovoltaica para instalações militares.

1.1.2 A energia solar considerada neste documento é apenas para produção de eletricidade por fenômeno fotovoltaico, caso contrário, fins de aquecimento ou energia solar concentrada não são o objetivo deste documento.

1.1.3 A tecnologia de energia solar fotovoltaica está em constante desenvolvimento, e a cada ano mais materiais e equipamentos estão se tornando mais eficientes e confiáveis. Neste cenário, este manual pretende servir como suporte técnico básico para dimensionar esses sistemas, independentemente de como estão avançadas as soluções no mercado.

1.1.4 Deve-se notar que algumas questões não foram abordadas com grande profundidade. Assim, no caso de dimensionamento de sistemas de complexidade considerável, o projetista pode ter que se aprofundar neste assunto com outras referências da literatura técnica.

1.2 LEGISLAÇÃO, REGRAS E MANUAIS DE REFERÊNCIA

As principais referências técnicas que abordam a questão da energia elétrica, principalmente aquela gerada por sistemas fotovoltaicos, são apresentadas a seguir.

1.2.1 Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR 16.149 - Sistemas Fotovoltaicos (PV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2014

1.2.2 Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR 16.274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - requisitos mínimos para documentação, testes de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014.

1.2.3 Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR 10.899 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro, 2013.

1.2.4 Programa Luz para Todos, Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003. Objetivo: Garantir o acesso à energia elétrica em todo o meio rural brasileiro em 2008 (Lei 10.438/2002 - Universalização dos Serviços de Energia Elétrica).

1.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), REN 482/2012: Condições Gerais de Acesso à Mini e Microgeração Distribuída.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS FOTOVOLTAICOS

2.1. EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA

2.1.1 O efeito fotovoltaico pode ser definido como sendo o aparecimento de uma diferença de potencial (tensão) entre duas camadas de uma fatia de semicondutor em que as condutividades são opostas, ou entre um semicondutor e um metal, sob o efeito de um feixe de luz.

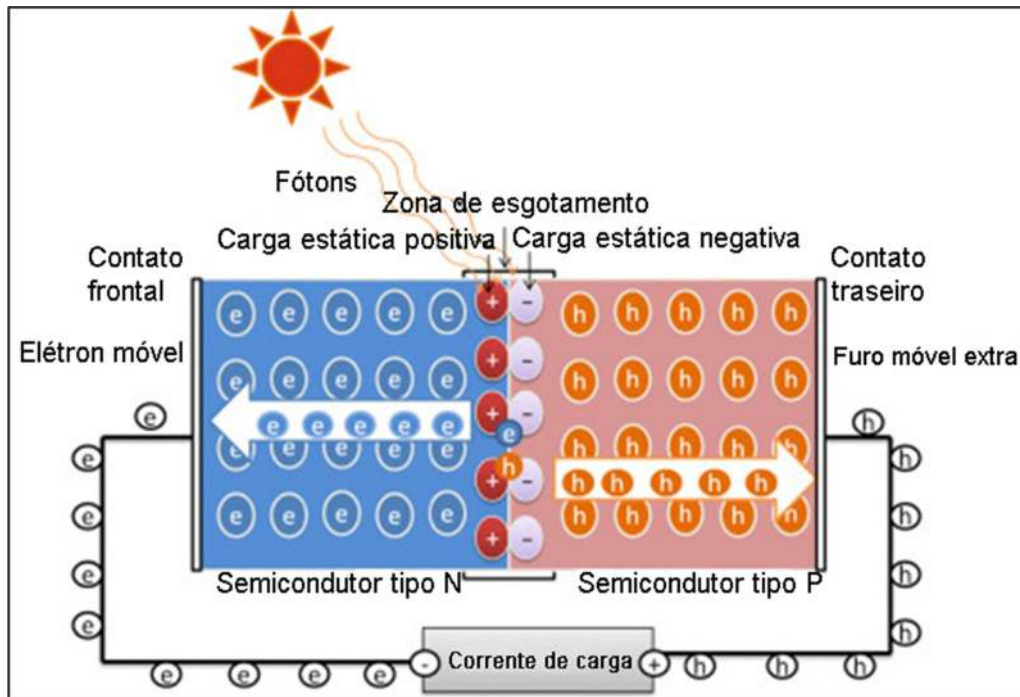


Figura 1 - Representação esquemática de uma célula fotovoltaica simples

2.1.2 Esse princípio de produção de eletricidade a partir da radiação solar foi observado pela primeira vez em 1839 por Alexandre Edmond Becquerel, um cientista francês. Os resultados indicaram que a eficiência energética do selênio sólido foi de apenas 1% a 2%.

2.1.3 Em 1950, foi desenvolvido o silício cristalino com alta pureza; em 1954, a célula fotovoltaica de silício com eficiência de conversão de 4% foi desenvolvida na Bell Labs; mais tarde, a eficiência foi melhorada para 11%. Neste momento, o efeito fotovoltaico criou uma nova era de geração de energia solar.

2.1.4 Após o processo de purificação do silício, outras tecnologias foram pesquisadas e desenvolvidas, como *Thin-film* e células *multijunção*. A Figura 2 mostra a evolução da escala de tempo de diferentes tipos de tecnologia de acordo com o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), fornecidos dentro de famílias de semicondutores.

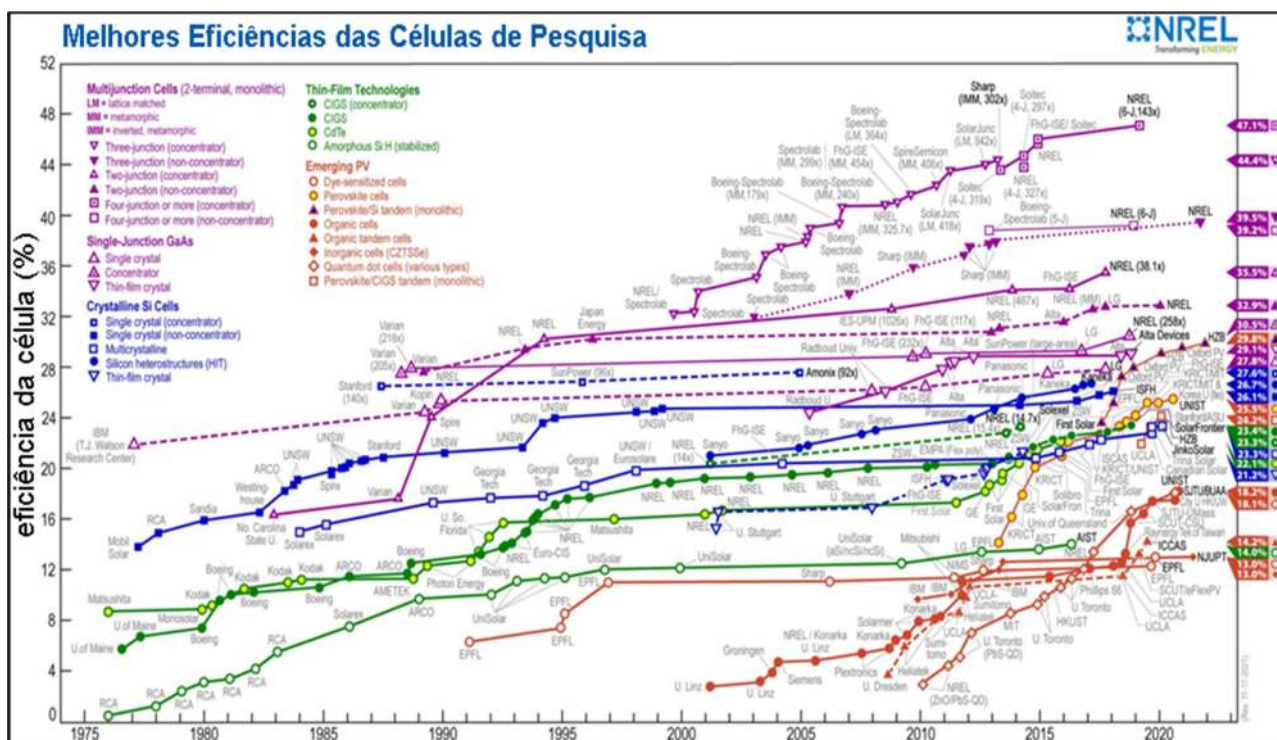


Figura 2 – Evolução das Pesquisas em células fotovoltaicas

Fonte: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

2.2. VISÃO GERAL DO SISTEMA

2.2.1 O local mais adequado para instalação de painéis solares depende da posição sem sombras e módulos fotovoltaicos com inclinação direcionada para o hemisfério oposto à latitude do sistema.

2.2.2 As especificações de montagem de estruturas para fixação de módulos solares são muito importantes para proteção contra vento, chuva e corrosão. A inclinação dos módulos fotovoltaicos é responsável por proporcionar maior produção de energia conforme alinhamento ao ângulo de incidência solar (Figura 3).

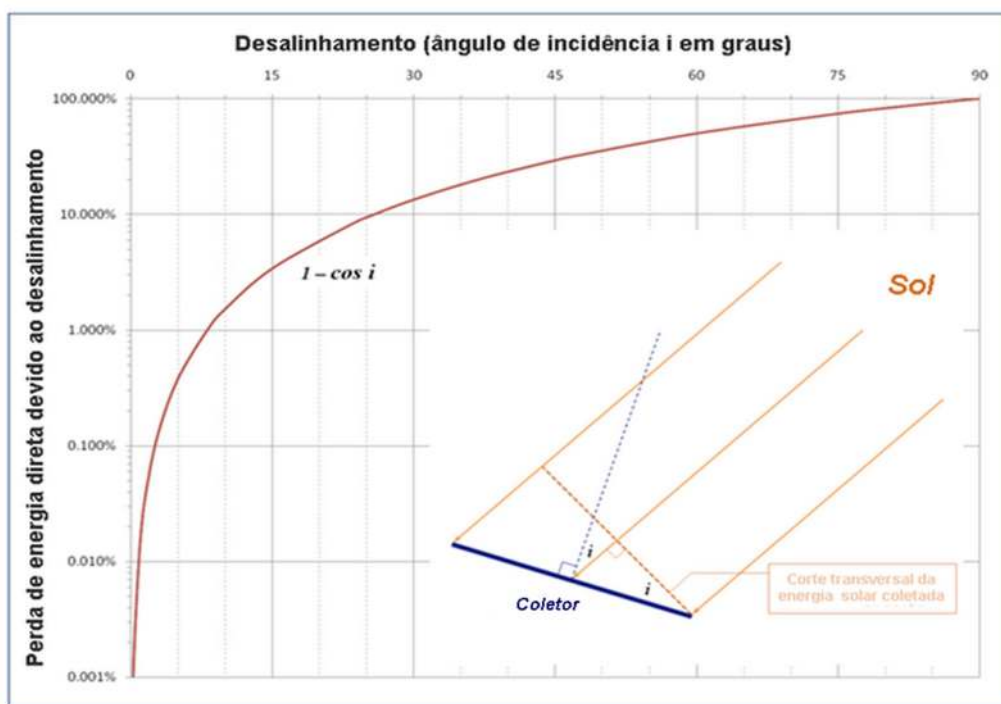


Figura 3 - Perda de energia direta devido ao desalinhamento do painel solar.

2.2.3 A incidência solar nos módulos fotovoltaicos gera energia em corrente contínua no circuito fechado. Por isso, é necessário proteger os módulos e os fios contra sobrecargas e eventos de curto-circuito para evitar maiores perdas ou danos.

2.2.4 Geralmente é necessário utilizar um equipamento chamado inversor para converter tensão corrente-contínua (CC) em corrente-alternada (CA), que pode ser utilizado normalmente em aplicações convencionais conectadas à rede elétrica. A maioria dos aparelhos elétricos opera em CA e seu nível de tensão de funcionamento, geralmente, fica entre 110 e 220 Volts (V). O inversor tem duas funções principais: converter tensão CC em CA e amplificar o nível de tensão de acordo com a carga (ou rede).

2.2.5 Em sistemas autônomos (*off-grid*), além dos equipamentos mencionados anteriormente, as baterias para armazenamento de energia e controladores de carga ou inversores off-grid são utilizados para alimentação de carga elétrica isolada.

2.3. PRINCIPAIS DEFINIÇÕES

2.3.1 HORAS DE SOL PICO (PSH)

Horas equivalentes de radiação em condições padrão (1000 W/m²) de tal forma que a energia recebida sobre uma superfície seria igual à energia recebida durante um dia.

Exemplo de horas de sol pico (PSH):

$$5 \text{ kWh/m}^2 \text{ dia} \equiv 5 \text{ h} \cdot 1 \text{ kW/m}^2$$

Produção do módulo fotovoltaico: 5 h • P_p (W_p), então 5 kWh/m² dia ≡ 5 PSH (Hora do Sol de Pico)

2.3.2 NOCT - A Temperatura de Operação Nominal da Célula (dada em °C) é definida como a temperatura obtida por células em circuito aberto dentro de um módulo nas seguintes condições: 800 W/m² de irradiância na superfície da célula; 25°C temperatura do ar; Velocidade do vento de 1 m/s e montagem traseira aberta.

2.3.3 BASE DE DADOS DE INFORMAÇÕES

- *Global Solar Atlas* fornece potencial solar clicando no mapa (<https://globalsolaratlas.info/map>);
- Bancos de dados climáticos:
 - NASA (<https://power.larc.nasa.gov/>) parâmetros de inclinação especialmente PV na busca de ponto único; e
 - Base de dados NRSB (<https://nsrdb.nrel.gov/data-sets/international-data>), fornecidos pelo NREL, e também os Arquivos Climáticos fornecidos pelo EnergyPlus.

2.3.4 PROFUNDIDADE DE DESCARGA (DoD) - indica a porcentagem da bateria que foi descarregada em relação à capacidade total da bateria. É definida como a capacidade que é descarregada de uma bateria totalmente carregada, dividida pela capacidade nominal da bateria.

Exemplo:

se uma bateria de 100 Ah é descarregada durante 20 minutos com uma corrente de 50 A, a profundidade de descarga é de $50 \cdot (20 / 60) / 100 = 16,7 \%$.

2.3.5 EFICIÊNCIA DO MÓDULO SOLAR – é a relação entre a potência máxima do módulo (W) e a área do módulo solar (m²) no STC, irradiância 1000W/m².

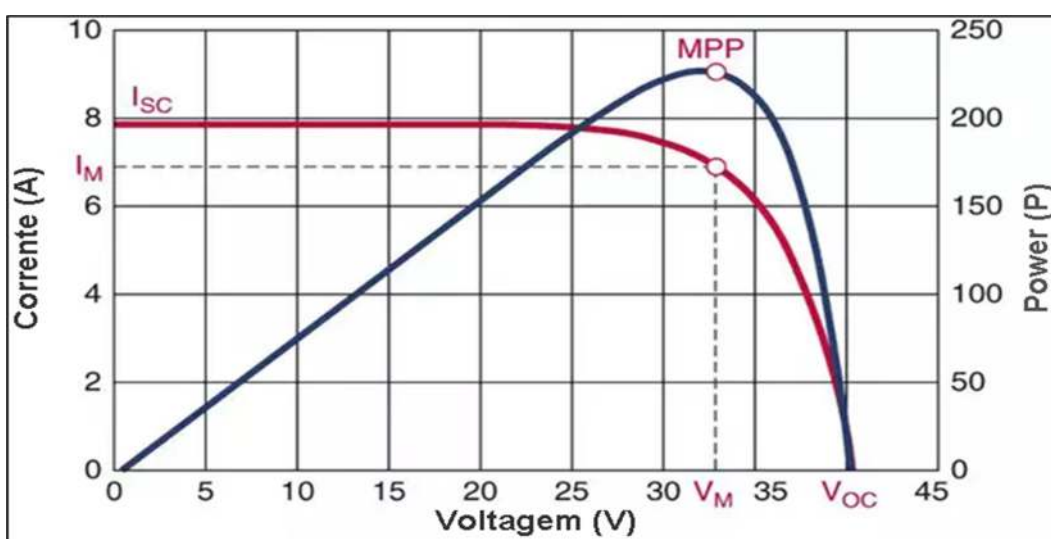
☀ Eficiência do painel solar %*

$$\text{Eficiência (\%)} = \frac{P_{\text{max}}}{(\text{Área} \times 1000 \text{ W/m}^2)} \times 100$$

*em STC = Irradiância 1000 W/m²
 - P_{max} = Potência máxima do painel (W)
 - Área = Área do painel (m²)

2.3.6 RASTREAMENTO DO PONTO DE POTÊNCIA MÁXIMO (MPPT)- é um algoritmo incluído nos inversores usados para extrair a potência máxima disponível do módulo fotovoltaico sob certas condições. A tensão na qual o módulo fotovoltaico pode produzir potência máxima é chamada de ponto de potência máxima (ou tensão de potência de pico). A potência máxima varia com a radiação solar, temperatura ambiente e temperatura da célula solar.

Figura 4 - Gráfico do ponto de potência máxima (vermelha – corrente de curto-circuito; azul – potência).



Fonte: <https://bluesat.com.au/maximum-power-point-tracking/>

2.3.7 CORRENTE ALTERNADA (CA) E CORRENTE DIRETA (CC) – quando a magnitude e direção da corrente elétrica variam ciclicamente é chamada de Corrente Alternada (CA), quando a corrente elétrica permanece constante é chamada de Corrente Direta ou Corrente Contínua (CC).

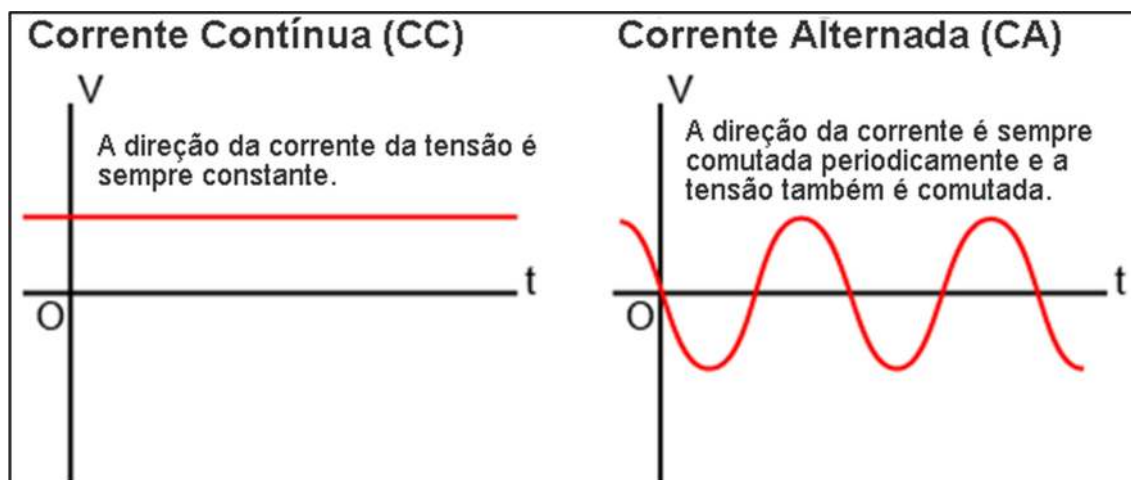


Figura 5 - Gráficos de Corrente Contínua (CC) e Corrente Alternada (CA)

2.3.8 PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO – é a capacidade do inversor on-grid desconectar a alimentação elétrica da rede em caso de blecaute. A proteção anti-ilhamento é uma maneira de o inversor detectar quando a rede elétrica está com problemas ou falhou. Em seguida, o inversor para de fornecer energia de volta à rede.

2.4 TIPOS DE SISTEMA

A energia produzida pelos módulos fotovoltaicos flui para o dispositivo conversor CC-CA (inversor) para conectar-se à carga elétrica CA. No caso de sistemas *grid-tie*, este inversor precisa de sincronia CA com o fornecedor da rede elétrica. Sobre os sistemas autônomos (off-grid), como não possui um fornecedor de rede de energia, é necessário um banco de energia para fornecer energia à carga elétrica enquanto a irradiância solar for baixa ou nula.

2.4.1 Os sistemas de geração de energia fotovoltaica são dimensionados com base nas características climáticas (temperatura, irradiação solar, eólica) e físicas (área disponível, área sem sombreamento, métodos de fixação, níveis de tensão, entre outras variáveis).

2.4.2 Existem dois tipos de geradores fotovoltaicos: sistemas conectados à rede elétrica (on-grid) e sistemas desconectados da rede ou isolados (off-grid). Em ambos os casos, é necessário ter informações sobre a demanda ou consumo de energia para dimensionar o sistema a ser implementado.

i) Para os edifícios desconectados da rede (**off-grid**), onde não há registro de consumo de energia, é necessário estimar uma procura utilizando o projeto de instalações elétricas ou instalar um registro de equipamentos de energia para medir o consumo elétrico real.

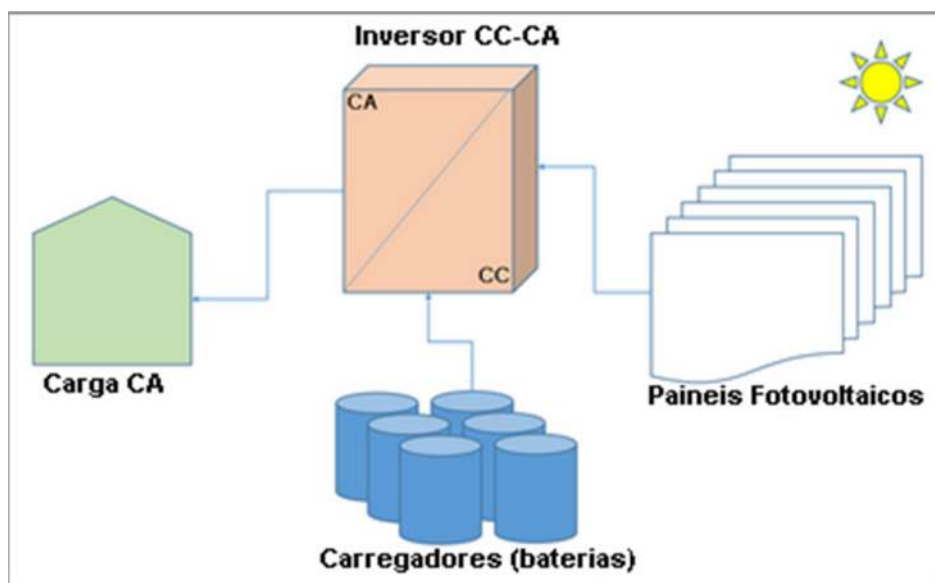


Figura 6 – Diagrama sistema fotovoltaico isolado

ii) Para edifícios conectados à rede (**on-grid**), basta ter a fatura de energia para poder estimar um sistema fotovoltaico on-grid.

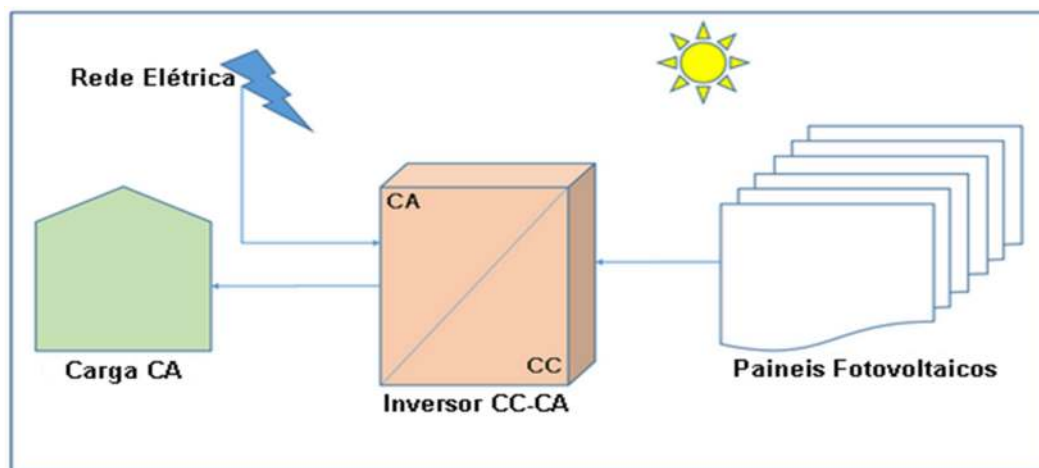


Figura 7 – Diagrama de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

Nota: De acordo com algumas necessidades do projeto, há uma variação de sistemas on-grid, caso haja um armazenamento acoplado ao PV on-grid, o sistema é chamado de híbrido.

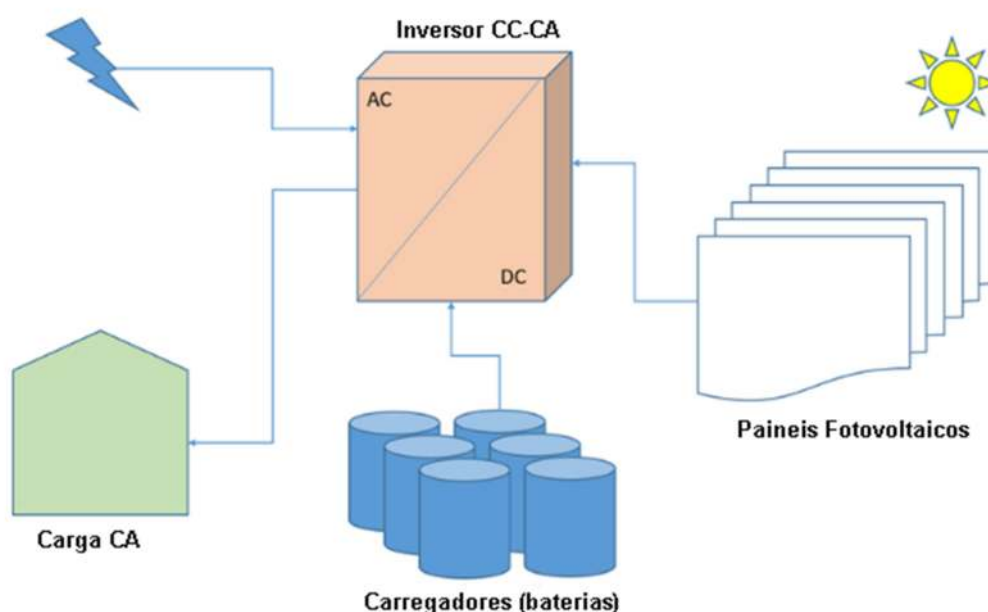


Figura 8 - Diagrama fotovoltaico híbrido

CAPÍTULO III

COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 SISTEMAS DE MONTAGEM

3.1.1 A estrutura para *rack* de painéis fotovoltaicos (também chamada de *rack* de módulo solar) é uma parte substancial do sistema fotovoltaico e requer material resistente à corrosão. Sua fixação pode ser realizada em qualquer tipo de cobertura (fibrocimento, metálica, cerâmica, shingle ou laje de concreto) e também no solo.



Figura 9 - Tipos de montagem de estrutura metálica solar

3.1.2 Não é aconselhável usar outro tipo de material para estrutura sem considerar a resistência ao vento, temperatura, chuva e corrosão.

3.1.3 Os principais componentes da estrutura de montagem são mostrados na Figura 10 e de acordo com o tipo de cobertura, existem muitas soluções de *rack* propostas pelas empresas fabricantes:



Figura 10 - Componentes principais da estrutura de montagem.

3.1.4 Alguns sistemas de montagem são desenvolvidos para rastreamento de raios solares, a fim de melhorar a produção de energia e requer processo de automação e estrutura metálica específica para sua execução.



Figura 11- Estrutura solar com rastreamento

3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

3.2.1 O principal elemento para geração fotovoltaica é a célula fotovoltaica. No entanto, o uso desse tipo de energia, em escala comercial, é realizado com a ajuda de outros componentes. Primeiramente, as células são agrupadas, conectadas entre si e revestidas para formar o módulo fotovoltaico.

3.2.2 Os módulos são associados em série e paralelo para formar os arranjos de geração com a tensão e corrente desejadas.

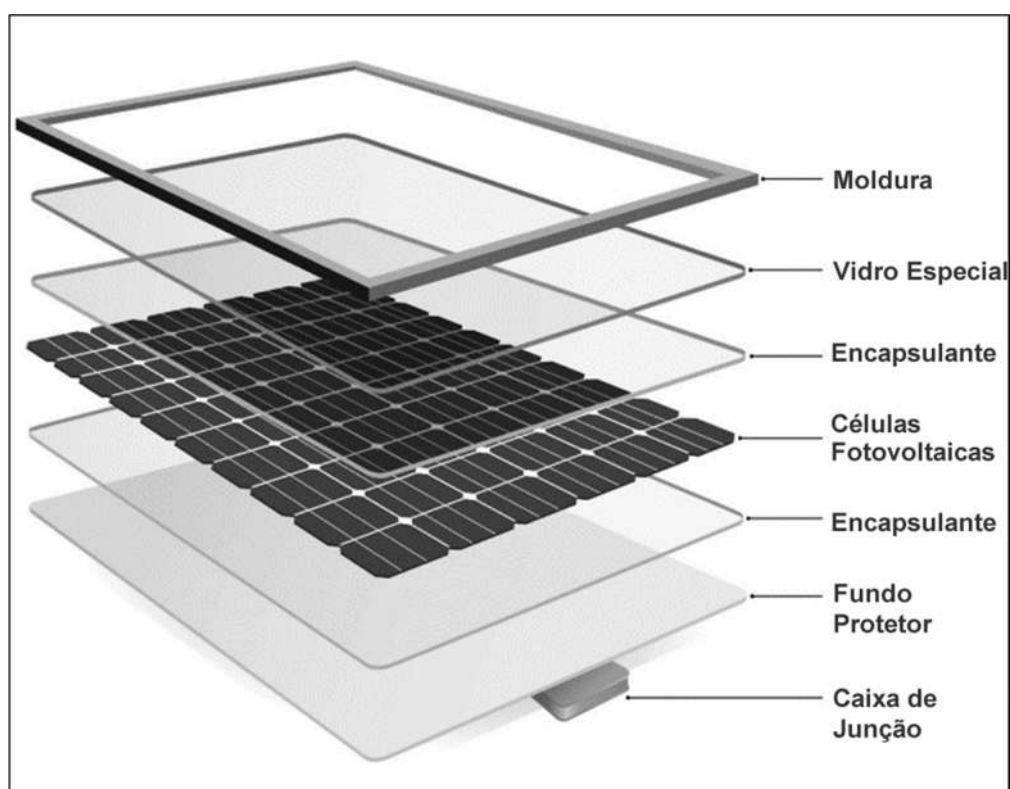


Figura 12 - Camadas de um módulo fotovoltaico típico.

Fonte: adaptado de <https://ecoprogetti.com/the-structure-of-photovoltaic-module/>

3.2.3 Cada uma das camadas ilustradas é descrita abaixo:

- **Moldura:** parte estruturante externa do módulo, geralmente em alumínio. É através disso que o módulo é fixado.
- **Selante:** composto adesivo utilizado para unir as camadas internas do módulo à moldura. Deve impedir a entrada de gases e umidade, além de proteger o interior de vibrações e choques mecânicos.
- **Vidro:** Camada externa rígida que protege as células e os condutores do ambiente enquanto permite que a luz seja convertida em eletricidade. É um vidro especial, com baixo teor de ferro, com camada antirreflexo e superfície texturizada, que impede o reflexo da luz que incide no vidro.
- **Encapsulante:** película que envolve as células, protegendo-as da umidade e de materiais externos, além de otimizar a condução elétrica. O encapsulante mais utilizado é o EVA (Ethyl Vinyl Acetate).
- **Células Fotovoltaicas:** componente eletrônico responsável pela conversão direta de energia eletromagnética em energia elétrica. Os diferentes tipos de células serão detalhados abaixo.
- **Backsheet:** parte inferior do módulo que impede a entrada de umidade e protege as células de elementos externos. Além disso, oferece isolamento elétrico adicional. Tedlar® é o material base mais utilizado para a confecção de *backsheet*.
- **Caixa de junção:** tem a função de trazer as conexões elétricas do módulo fotovoltaico para o exterior. Contém os diodos de proteção para sombras e os cabos para a conexão dos painéis em campo. Ao escolher a caixa de junção é necessário prestar atenção à qualidade do plástico, à qualidade da vedação, ao tipo de conexão da fita e à qualidade dos diodos de *by-pass* (de passagem). Nestes anos também nasceram caixas com diodos especiais de baixa perda ou integrados com micro inversores. O preço dessas soluções ainda não permitiu uma distribuição em massa, embora a potencialidade seja interessante.

3.2.4 Apesar da evolução tecnológica estar presente em toda a cadeia de equipamentos de geração fotovoltaica, o desenvolvimento de células mais eficientes, baratas e compatíveis para as mais diversas aplicações continua sendo o principal objetivo de pesquisadores de todo o mundo. Na tabela abaixo, serão comparados os principais tipos de células fotovoltaicas existentes usadas em sistemas fotovoltaicos:

Tabela 1 - Eficiência geral dos módulos fotovoltaicos (disponíveis no mercado).

Tipo de Pannel	Eficiência (Produtos de mercado)
PERC	mais alto (5% a mais que o monocristalino)
Monocristalino	20% e acim
Policristalino	15-17%
Seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)	13-15%
Telureto de cádmio (CdTe)	9-11%
Silício amorfo (a-Si)	6-8%

Fonte: adaptado de <https://www.aurorasolar.com/blog/solar-panel-types-guide/>

3.2.5 Os principais dados descritos na ficha técnica incluem as seguintes informações:

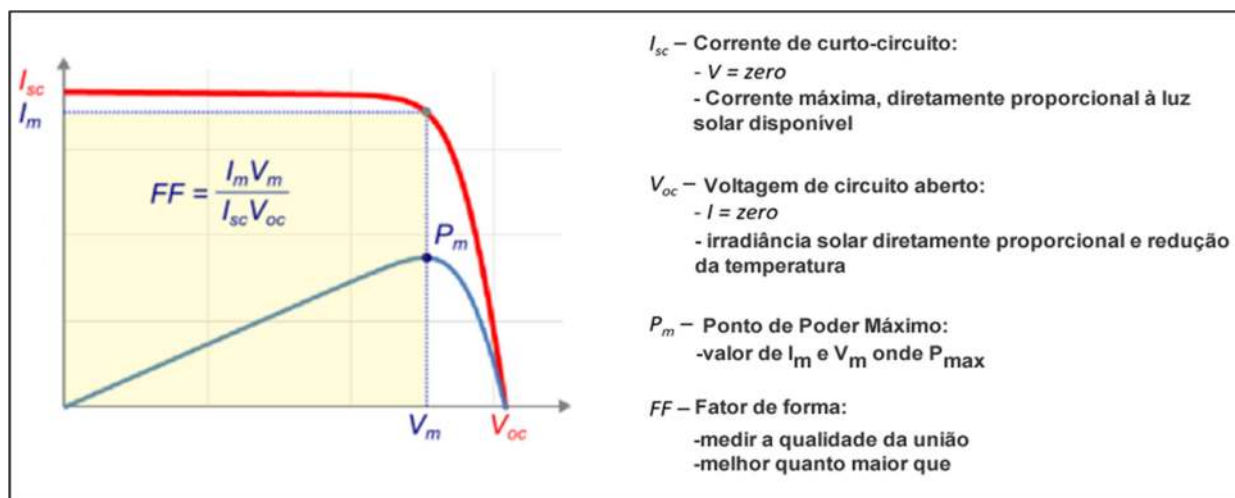


Figura 13 - Gráfico com principais informações sobre a folha de dados do painel fotovoltaico

Um modelo de ficha técnica de painel fotovoltaico é apresentado na Tabela 2 - Características de Desempenho do Painel Fotovoltaico (NOCT e STC) (modelo VERTEX TSM-DEG19C.20 530-550W) e possui as seguintes características técnicas e está sob condições STC e NOCT:

Tabela 2 - Características de desempenho do Painel Fotovoltaico (NOCT e STC)

Especificações	STC	NOCT
Máx. potência nominal (Pmax - W)	550	416
Máx. Tensão de alimentação (Vmp - V)	31.8	29.5
Máx. Corrente de potência (Imp - A)	17,29	14,1
Tensão de circuito aberto (Voc – V)	38.1	35.9
Corrente de curto-circuito (Isc - A)	18.39	14.82
Eficiência do painel	21%	
Temperatura nominal de operação	43±2°C	

Especificações	Dados
Tipo de painel - Tipo de célula	Monocristallino bifacial
Organização celular	110
Dimensões (mm)	2384x1096x35
Peso	32.6kg
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0,34%/°C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0,25%/°C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,04%/°C

3.4. INVERSOR

Este tipo de dispositivo tem a função de converter a corrente contínua dos módulos solares em corrente alternada de carga e sua função secundária é garantir a segurança do sistema como um todo e, na maioria dos modelos, medir a energia produzida pelos módulos solares.

3.4.1 Existe outra classificação de inversor solar de acordo com a conexão à carga: on-grid, híbrido e off-grid.

3.4.2 Os inversores on-grid são equipamentos de alta eficiência (até 98%) e podem ser classificados basicamente em três tipos principais de acordo com o tamanho do sistema: inversores *string*, microinversores e inversores com otimizador de potência.

- **Os inversores *string*** (monofásicos ou trifásicos) são os mais utilizados em instalações residenciais e comerciais, reunindo um grupo de módulos (*string*) em cada inversor (até 125 kw); e para sistemas de grande escala, um inversor central é usado principalmente em usinas fotovoltaicas com potências da ordem de centenas de kW a MW, onde várias matrizes de módulos fotovoltaicos estão conectadas a ele.

- **Microinversores** são inversores individuais, projetados para serem acoplados a poucos módulos fotovoltaicos em uma instalação. Ao trabalhar com esses dispositivos, a saída de cada módulo é maximizada. Além disso, os efeitos de sombreamento ou defeitos nos módulos são isolados por meio dos microinversores, sem prejudicar a produção de todo o arranjo, como ocorreria se fosse utilizado um inversor convencional. Como os microinversores não estão sujeitos a altas potências e temperaturas de operação como nos inversores centrais, eles também tendem a ter garantias mais longas (20-25 anos).
- **Inversor com otimizadores de potência** combina um inversor de *string* na parede, mas possui otimizadores de energia sob os módulos, o que permite ainda ter a conversão CC-CA na parede e ainda maximizar a captação de energia no nível do módulo.

3.4.3. As principais características dos inversores são:

- **Segurança e nível de proteção** sempre devem ser a prioridade número um. Isso também vale quando se trata de inversores de *string*, especialmente ao lidar com valores de alta tensão e corrente. A lista de exemplos de recursos de segurança e proteção inclui o seguinte: dispositivo de desconexão do lado de entrada, proteção anti-ilhamento, proteção contra falha de aterramento, monitoramento de isolamento, Proteção de polaridade reversa CC, monitoramento de rede, unidade de proteção de corrente residual, Para-raios CA, Para-raios CC, proteção contra sobretensão, proteção contra sobrecorrente CA, proteção contra curto-circuito CA, proteção contra falha de arco, proteção contra sobrecarga CC e dispositivo de desconexão do lado da saída.
- **Eficiência** é a capacidade do inversor em converter energia solar de CC para CA de forma eficiente, em relação à capacidade máxima de energia do dispositivo. A classificação de eficiência de pico do inversor precisa ser o mais próximo de 100% para poder otimizar a colheita de energia solar. Atualmente, os principais fabricantes de inversores são capazes de atingir quase 99% de eficiência máxima.
- **Proporção de Carga do Inversor (ILR)** refere-se à proporção da capacidade de pico de potência dos painéis solares (potência total dos módulos fotovoltaicos) para a capacidade máxima do inversor ao qual estão conectados. É uma chave fundamental na otimização da produção do sistema solar fotovoltaico.
- **Múltiplas entradas MPPT** cada entrada do inversor com MPPT contribui para a eficiência do sistema, pois quanto mais entradas o inversor tiver mais energia é produzida.
- **A relação custo-benefício** é atribuída diretamente à sua capacidade de maximizar o rendimento energético do sistema fotovoltaico enquanto minimiza o custo de produção. Mas é necessário avaliar a qualidade do inversor e comparar um com o outro.
- **Conectividade e Monitoramento** dá uma idéia de como funciona o sistema de energia solar. Ele mostra as estatísticas que detalham o rendimento de energia solar a cada minuto, os alarmes, mensagens de erro, etc. Ele poderá planejar adequadamente sua rotina de manutenção, cronograma de limpeza e outras coisas. Isso ajudará a alcançar os benefícios ideais do sistema fotovoltaico solar.
- **A otimização em nível de módulo** (somente para otimizadores) fornecerá um ganho de 5%, mesmo em um telhado ideal. Em condições não ideais parcialmente sombreadas, isso pode ficar muito maior. Ele também pode habilitar outros recursos, incluindo: monitorar o desempenho de cada painel e não apenas do sistema como um todo; flexibilidade para módulos que podem estar voltados para diferentes direções ou em diferentes alturas; melhor sombreamento e gerenciamento de falhas; e melhor gerenciamento de incompatibilidade para aumentar o rendimento.

3.5 COMPONENTES COMPLEMENTARES

3.5.1 Os componentes complementares utilizados em sistemas fotovoltaicos são responsáveis pelas interligações e proteções, tais como: fios, conectores, interruptores, disjuntores, fusíveis, dispositivos de

proteção contra surtos, módulos de invólucro, tubulações, etc.

3.5.2 O PAINEL DE CAIXA ELÉTRICA, sempre que possível, deve ser instalado próximo aos inversores e banco de baterias, de modo a minimizar perdas de impedância nos cabos e colaborar para o comissionamento e operação. Este material proporcionará instalações seguras e organizadas para proteções, barramentos, fios e outros dispositivos complementares ao sistema fotovoltaico.

3.5.3 As PROTEÇÕES dos cabos e equipamentos são realizadas por disjuntores, fusíveis, dispositivo de proteção contra surtos (SPD), além de proteções de contato físico.

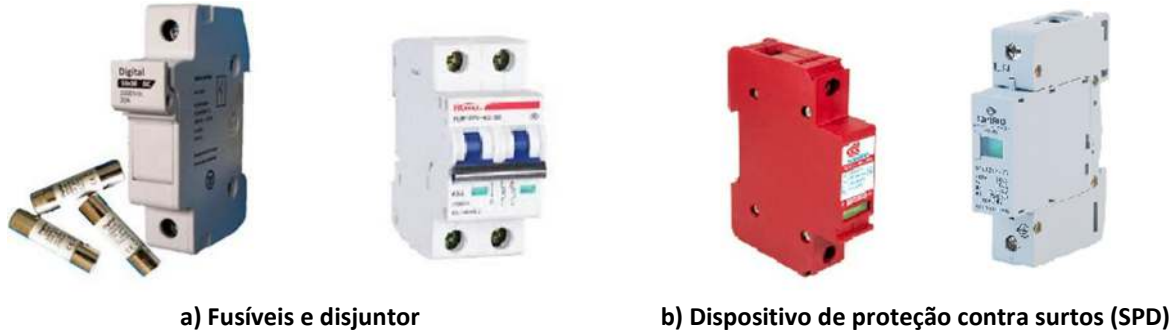


Figura 14 - Amostra de algumas proteções elétricas.

3.5.4 O CABEAMENTO ELÉTRICO é dividido em dois grupos: fiação CA (corrente alternada) e fiação CC (corrente contínua) e possuem nível de isolamento específico (750V ou 1kV) e temperatura nominal de operação (70°C ou 90°C) para suprir cada demanda de energia.

3.5.5 Os CABOS UV (proteção solar) são os cabos provenientes dos módulos fotovoltaicos. A corrente contínua (CC) circula por eles e possui nível de isolamento de 1,8kV, com proteção contra raios ultravioleta.

3.5.6 Os CABOS DE BATERIA são do mesmo tipo dos cabos que conectam a carga elétrica da casa, com nível de isolamento de 1kV, mas com bitola de 25mm².

3.5.7 Os CONECTORES e TERMINAIS são especificados de acordo com os fios e sua função a ser conectada. As conexões mais comuns são fusíveis do painel elétrico utilizando-se um terminal tipo agulha e o conector MC4 entre os módulos (Figura 15). Serão utilizados os terminais Universais ou olhal para interligar as baterias com cabos de cobre de 25mm² (Figura 16).



Figura 15 - Terminal tipo agulha para conectar as proteções do quadro (a) e conector MC4 para conectar o cabeamento externo dos módulos fotovoltaicos (b).



Figura 16 - Terminal universal e terminal de olhal para cabo de conexão

3.5.8 A CHAVE SELETORA tem a função de selecionar a fonte de energia (gerador diesel ou fotovoltaico) para suprir a carga elétrica. A chave seletora (Figura 17) é o único componente a ser ativado pelo usuário. Está localizado na porta da central e possui 3 posições:

0- sistema desligado, ou seja, CARREGAR sem energia;

1- recebe energia do gerador a diesel e a transmite para a CARGA; e

2- recebe a energia do sistema fotovoltaico e a transmite para a CARGA.

NOTA: no momento da montagem pode haver mudança de posição entre as funções 1 e 2, mas esta condição deve ser devidamente informada ao usuário final.



Figura 17 - A chave seletora na frente do painel elétrico

3.6. CONTROLADOR DE CARGA

3.6.1 O controlador de carga deve ser usado em um arranjo fotovoltaico off-grid que, quando combinado (ou individualmente), não excederá a corrente máxima (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}), além da limitação de potência.

3.6.2 As principais características do controlador de carregamento são apresentadas a seguir:

- Detecção automática do banco de baterias (12V - 24V – 36V – 48V);
- Bloqueio de corrente reversa da bateria para o painel fotovoltaico à noite;
- Desconexão dos módulos fotovoltaicos quando ocorre sobrecarga da bateria;
- Compatibilidade com baterias de chumbo-ácido e íon de lítio;
- Função de compensação de temperatura da bateria;
- Função de estatísticas de energia em tempo real;
- Função de redução de potência de superaquecimento;
- Tela indicando exibição de dados operacionais e status do sistema;

- Tensão máxima de entrada do painel;
- Potência máxima de entrada;
- Corrente máxima para a bateria;
- Dimensões; e
- Peso.

3.6.3 O controlador de carga pode ser substituído caso o inversor *off-grid* tenha a capacidade de controlar o fluxo de energia entre carga, baterias e módulos solares.

3.7 BATERIA

3.7.1 Existem alguns tipos de bateria que se aplicam ao sistema fotovoltaico *off-grid* considerando capacidade, preço, vida útil, profundidade de descarga, tecnologias, peso, dimensões, temperatura de operação e nível de umidade.

3.7.2 Baterias com ciclo profundo são geralmente usadas em sistemas solares fotovoltaicos. Eles podem ser caracterizados (além de sua capacidade de recarga) por alta densidade de potência, alta taxa de descarga, curvas de descarga planas e bom desempenho em baixa temperatura.

3.7.3 Neste presente manual, será proposta apenas a composição de modelos de mercado para projeto de sistema fotovoltaico: chumbo ácido (OPzS, OPzV), chumbo carbono e lítio.

3.7.4 Cada tipo de bateria possui vantagens e desvantagens técnicas e de mercado, por isso especificará uma determinada capacidade de bateria para comparar essas tecnologias.

Tabela 3 - Comparação de tipos de bateria

Tecnologia	OPzS ¹	OPz V ²	Lítio ³	Chumbo Carbono(4)
Modelo	5OPzS-250	5OPzV-250	A58240-200	MFV250
Profundidade de Descarga (DoD_%)	65	65	80	65
Ciclo da vida	1850	1200	6000	2000
Capacidade 1,8V (Ah) C10	266	290	160	250
Peso (Kg)	21	23,5	113	23,2
Dimensões (mm)	126 208 420	124 206 403	555 210 928	124 206 430
Preço médio (US\$)(5)	9.790,00	13.706,00	37.459,00	24,220
Capacidade de energia (kWh)	492,100	348,000	960,000	500,000
Fabricação	No exterior	No exterior	No exterior	Nacional
(1) Realização de acompanhamentos durante toda a vida útil das baterias, após pelo menos 3 meses a partir do início da operação da bateria. Para cada aumento de 10°C na temperatura, a vida útil da bateria é reduzida em 50%. Requer manutenção para reabastecer a elemento fluido. (2) Permite vazões de até 80% sem comprometer a vida útil, porém é extremamente dependente da				

temperatura de operação. A temperatura ambiente ideal para baterias OPzV é de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$. A faixa de temperatura de operação deve ser de 10 a 35°C . A temperatura máxima permitida é de 45°C . Uma temperatura aumentada em 10°C reduz a vida útil pela metade. Não requer reposição de água durante a vida útil dos elementos.

(3) Requer BMS, controle de temperatura e umidade.

(4) Requer BMS, controle de temperatura e umidade. Com operação em 50% DoD, o número de ciclos é de 3.000, mas depois disso o desempenho cai para zero (5.000 ciclos).

(5) Avaliação de preços em março de 2022.

3.7.5 As baterias devem ser instaladas em um espaço fechado, separado de controles ou outros componentes do sistema fotovoltaico que possam ter mecanismos de resfriamento/aquecimento para protegê-los de temperaturas excessivas.

3.7.6 As baterias fotovoltaicas podem ser descarregadas lentamente ao longo de muitas horas e podem não ser totalmente recarregadas por vários dias ou semanas.

3.7.7 É importante entender a estreita relação entre a bateria e o controlador de carregamento. Quando uma bateria é comprada, um controlador de carregamento compatível deve ser adquirido.

CAPÍTULO IV

LEVANTAMENTO DO LOCAL PARA PROJETO

Para praticar o processo de projetar, este manual fornece dois edifícios diferentes para calcular seus sistemas fotovoltaicos:

• **Estudo de Caso 01: Prédio público (sistemas on-grid)**, localizado em Brasília-Distrito Federal (Brasil), alimentador trifásico em 380V, telhado em laje de concreto sem sombras, e quadro de distribuição principal instalado na sala com espaço para inversores.

• **Estudo de Caso 02: Pequena casa desconectada da rede (off-grid)**, localizada em São Gabriel da Cachoeira-Amazonas (Brasil), monofásica em 220V, espaço disponível fora da casa para instalação de módulos fotovoltaicos no solo, e sem sombras de árvores. Sem equipamento com corrente de partida acima de 10%.

Nota: todo texto escrito em retângulo de **cor verde** fará referência ao **Estudo de Caso 01** e o que estiver escrito em retângulo de **cor azul** fará referência ao **Estudo de Caso 02**.

4.1 LOCALIZAÇÃO E SOMBRA

4.1.1 No caso de dimensionamento *on-grid*, deve-se considerar o perfil do terreno, tipo de solo, densidade da vegetação, edificações altas ou estruturas ao redor, rede de distribuição elétrica disponível para escolha do local do sistema de energia.

4.1.2 Caso contrário, no caso de sistemas *off-grid*, apenas a disponibilidade da rede elétrica de distribuição não seria considerada para a escolha do local do sistema.

4.1.3 O espaço sobre o edifício, a inclinação do telhado (inclinação) e o ângulo azimutal¹ influenciam o desempenho do sistema fotovoltaico e precisam ser escolhidos adequadamente (ou para sul, depende do hemisfério).

4.1.4 Sobre os Estudos de Caso, a definição da localização dos módulos fotovoltaicos é uma das principais restrições do projeto, uma vez que não deve haver sombreamento de obstáculos próximos (edifícios, árvores, etc), principalmente na direção norte (hemisfério sul).

Para o Estudo de Caso 1, a localização proposta é a laje de cobertura do edifício.

Para o Estudo de Caso 2, o local proposto é o terreno ao redor do edifício.

4.1.5 Principais informações do formulário de levantamento do local:

Informações do Consumidor de Energia: nome da instituição, endereço, e-mail, número de telefone.

Informações do local: latitude e longitude; altura do telhado (ou número de andares); espaço livre disponível no telhado; instalação necessária (telhado ou montado no solo); estrutura do telhado – madeira, chapa metálica; tipo de telhado (plano/inclinado com ângulo de inclinação); cobertura do solo (pavimento, grama, pedras, areia)

Informações do local	Estudo de caso 01	Estudo de caso 02
Cidade	Brasília	São Gabriel da Cachoeira
Latitude e Longitude	15.801°S 47.949°O	0.101°S 67.049°O
Altura do telhado (ou número de pisos)	8 metros (2 pisos)	3 metros (1 piso)
Espaço livre disponível no telhado ou no solo	Sim	Sim (telhado e solo)
Instalação necessária (montagem no telhado ou no solo)	Direção dos Módulos (norte)	Direção dos módulos (norte) não é possível
Tipo de telhado (plano / inclinado com ângulo de inclinação)	Plano de laje de concreto	Teto de fibrocimento com inclinação de 35°
Estrutura do telhado – madeira, chapa metálica	Concreto	Quadro de madeira
Cobertura do solo (pavimento, grama, pedras, areia)	Concreto, mas sem autorização para instalação	Grama sem árvores ao redor

Informações elétricas: tipo de conexão (monofásico, 2 ou 3 fases); Demanda de carga elétrica contratada (kW); carga do aparelho com alta corrente de partida; capacidade instalada e tensão dos transformadores; valores de nível de baixa e média tensão; carga de consumo de energia elétrica (min/média/máxima); consumo anual de eletricidade (kWh).

¹Ângulo azimutal - a direção em que a inclinação do módulo faz com o norte geográfico.

Informações Elétricas	Estudo de caso 01	Estudo de caso 02
Tipo de conexão (monofásico, 2 ou 3 fases);	Trifásico <i>on-grid</i>	monofásico <i>off-grid</i>
Demanda de carga de eletricidade contratada (kW)	200kW	Sem demanda de contrato
Capacidade instalada e tensão dos transformadores	225kVA (13,8kV - 380/220V)	Sem transformador
Valores de nível de baixa e média tensão	380/220V	127V
Carga de consumo de eletricidade (min/média/máxima)	13.800 kWh/mês	6.780 kWh/dia
Carga do aparelho com alta corrente de partida	HVAC e elevadores	Motor elétrico pequeno
Outro gerador de fonte	Fonte principal: rede elétrica; Gerador diesel de emergência	Fonte principal: gerador a diesel (12h/dia)

Documentos adicionais: faturas de energia elétrica recentes do consumidor; painel unifilar de distribuição de energia elétrica; esboço simples do sítio; fotos do sítio tiradas de diferentes ângulos para total clareza.

4.1.6 Algumas questões sobre levantamento do local devem ser consideradas:

- avaliar se a localização está pronta para energia solar;
- verificar espaço necessário para colocar os módulos solares;
- analisar praticidade da instalação dos módulos: telhado ou solo²;
- no caso de instalação no telhado, qual é a melhor orientação do seu telhado e em que direção montar os módulos solares;
- definir ângulo de inclinação dos módulos solares;
- avaliar a densidade de vegetação na área planejada;
- mensurar a altura desses obstáculos: edifício existente e árvores ao redor da área dos módulos solares;
- estudar que tipo de solo³; e
- definir tipo de estrutura de montagem do painel solar e como escolher a montagem ideal para seus módulos solares.

4.2 DADOS DE IRRADIAÇÃO LOCAL DO SOL

4.2.1 É fornecido por algum Instituto Nacional de Meteorologia e para alguns lugares do mundo, provavelmente o site da NASA possui parâmetros de irradiância fotovoltaica (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>).

4.2.2 No Brasil, a principal base de dados aplicada para auxiliar no dimensionamento fotovoltaico é o link do site do CRESEB <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>, do Centro de

² Nota: se houver área de terreno ao redor do prédio livre e disponível, priorize a instalação no solo.

³ Nota: tanto os solos com pedras quanto as áreas úmidas e inundáveis (próximas aos rios) devem ser evitados.

Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL, Brasil). Sobre os Estudos de Caso, os seguintes números foram extraídos do site do CRESESB:

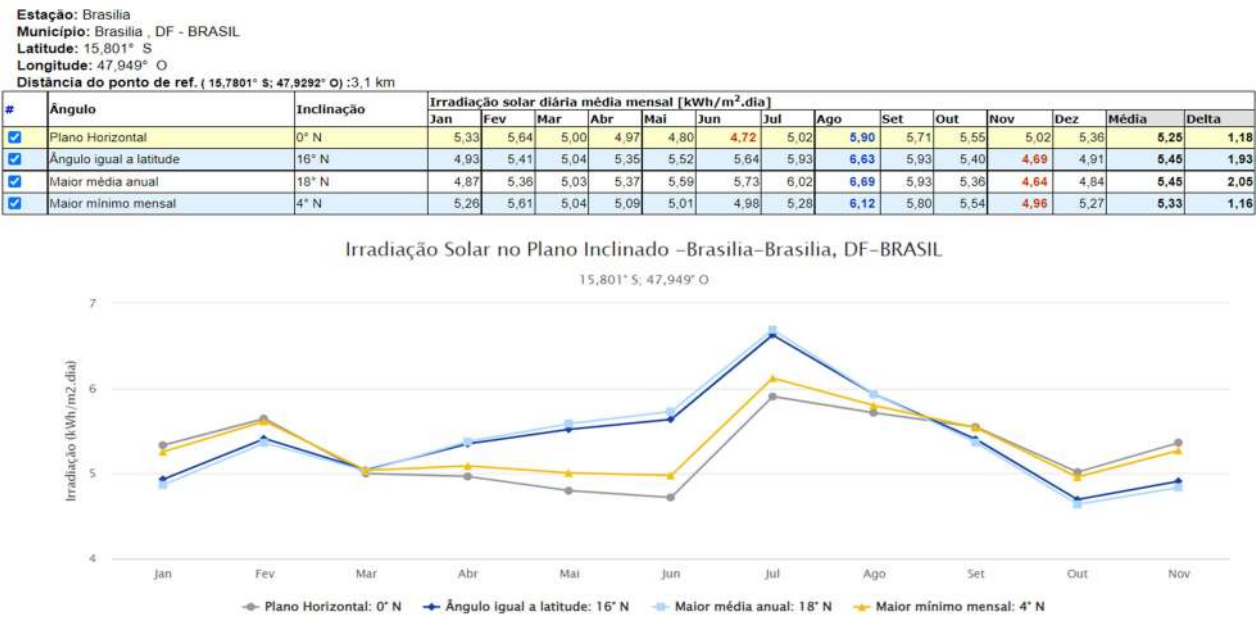


Figura 18 - Irradiância solar em Brasília-DF (Estudo de Caso 01).

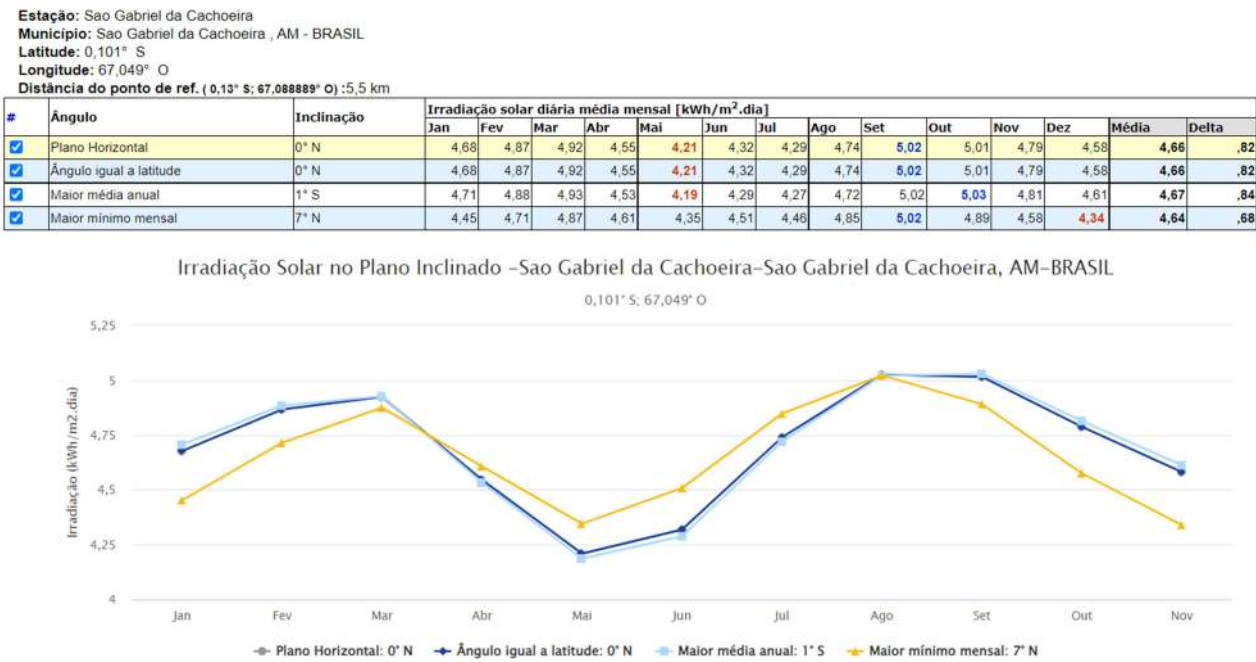


Figura 19 - Irradiância solar em São Gabriel da Cachoeira - AM (Estudo de Caso 02)

4.3 ESPECIFICAÇÃO DO TIPO DE SISTEMA DE MONTAGEM

4.3.1 De acordo com a área disponível para instalação dos módulos solares, existem algumas questões a serem respondidas:

- quantos metros quadrados estão disponíveis (telhado ou terreno)?
 - quantos módulos solares foram projetados?
 - que tipo de telhado existe? É necessário esconder módulos no telhado, para evitar que o observador
- (EB50-CI-03.002.....27/56)

do solo veja?

- será no chão (apoiado no piso pavimentado) ou solo (base enterrada)?
- o módulo solar é bifacial?
- é sistema de rastreamento especificado?

4.3.2 Todo o *rack* de montagem precisa ser de material resistente à corrosão, podendo ser do tipo alumínio ou aço inoxidável. Evita-se usar outro material metálico que precise ser pintado constantemente para preservar o longo ciclo de vida.

4.3.3 A seção 3.1 (Sistemas de montagem) mostra todos os tipos de *racks* solares de acordo com o tipo de telhado e aterramento.

4.3.4 Existe um tipo específico de *racks* de montagem para estacionamento, para cobrir um carro (6 x 3 metros) ou dois carros (12 x 3 metros). Consequentemente, seriam necessários pelo menos 18 módulos para fazer uma projeção de sombra sobre esses dois carros. O preço deste tipo de solução é relativamente mais alto do que outros.

4.4 SISTEMA DE ATERRAMENTO

4.4.1 O aterramento do sistema fotovoltaico visa promover a segurança, tanto do sistema instalado quanto das pessoas que possam ter contato com ele, instaladores ou ocupantes da instalação.

4.4.2 Caracteriza-se pela ligação intencional ao solo, feita por meio de condutor específico para este fim.

4.4.3 Apesar de existirem várias opções de aterramento, neste projeto utilizaremos o aterramento equipotencial, conforme mostra a Figura 20.

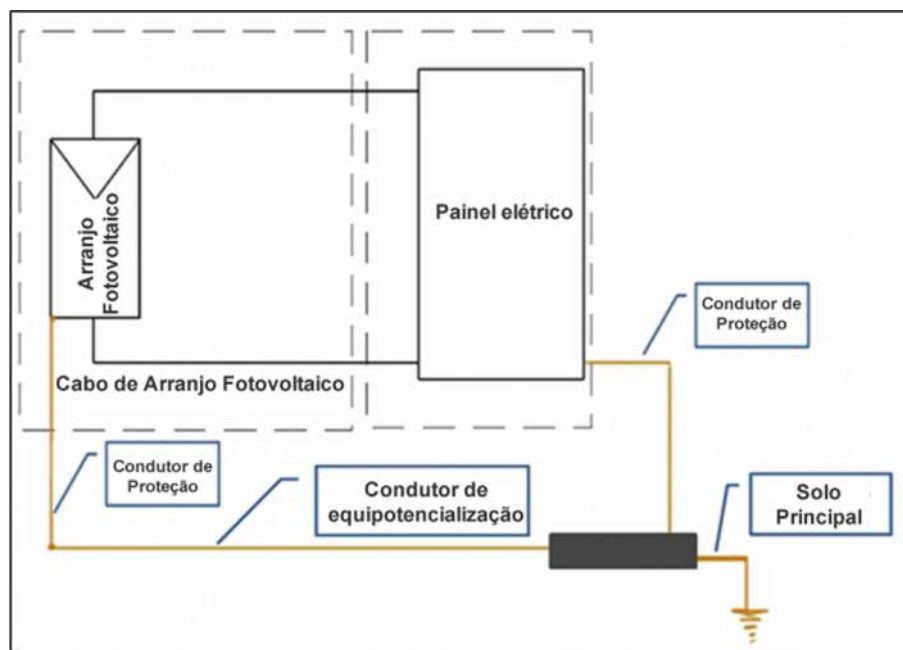


Figura 20 - Sistema de aterramento adotado

4.4.4 O cabo de aterramento deve ser conectado à estrutura de cada um dos módulos e chegará a haste através de conduíte corrugado, a ser instalado dentro da caixa de inspeção, conforme Figura 21.



Figura 21 - Caixa de inspeção do sistema de aterramento e conector da haste de aterramento

4.4.5 Além disso, o cabo deve ter ligação ao barramento de terra, dentro do quadro elétrico, através de ligação com o condutor equipotencial. Assim, todo o sistema será aterrado.

CAPÍTULO V

PROJETO FOTOVOLTAICO ON- GRID

Nesta seção será apresentado o passo a passo do processo de projeto fotovoltaico de sistemas conectados a rede (geração distribuída), incluindo: levantamento de potência, definição do inversor, arranjo fotovoltaico, cálculo do tamanho do fio, proteções, estimativa de perdas e estudo de viabilidade econômica.

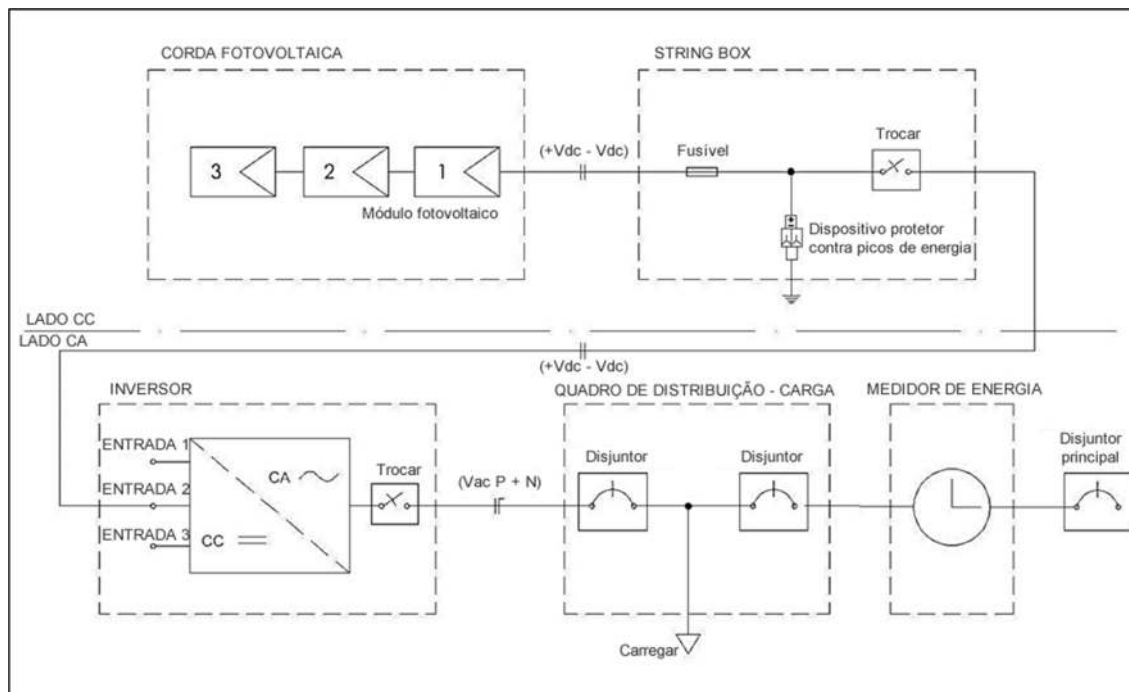


Figura 22 - Painel unifilar dos componentes básicos PV na rede

5.1 PESQUISA DE ENERGIA NOMINAL

5.1.1 Algumas informações preliminares são necessárias para iniciar um processo de projeto fotovoltaico *on-grid*, são elas:

- Em qual nível de tensão a carga está conectada: 127/220V, 220/380V, média tensão (13,2kV – 69kV), alta tensão (128kV acima);
- Número de fases e tamanho dos alimentadores elétricos: monofásico, bifásico ou trifásico;
- Estimativa de consumo de energia (fatura de energia): kWh médio mensal;
- Características dos módulos fotovoltaicos (potência nominal e dimensões);
- Temperatura média diurna do local (média mensal): T_{local} ; e
- Radiação incidente no plano (kWh/m² dia): $E_{l_{mês}}$.

5.1.2 Com base nestas informações, é possível estimar uma potência nominal fotovoltaica total demandada para alimentar uma determinada carga e saber quantos metros quadrados seriam necessários para a instalação de módulos fotovoltaicos.

5.1.3 Definição do consumo médio de energia: através da fatura de energia, é possível obter valores mensais de consumo de energia (kWh) e servir de referência para o novo sistema a ser implantado.

Com base em uma média estimada de **13.800 kWh** por mês, a carga do Estudo de Caso 01 atende a área do rancho e outras OMs com funções administrativas. Independentemente do tipo de carga (ar condicionado, cozinha, iluminação, etc.) o sistema on-grid não é afetado pelo design.

5.1.4 Potência dos módulos fotovoltaicos propostos: deve ser previamente definida com base nas potências nominais mais comuns no mercado, bem como com base nas dimensões e tipo de célula (monocristalina ou policristalina);

Potência do módulo escolhido: 260 W (em 2015 foi a melhor escolha).

DADOS ELÉTRICOS STC*		
Dados Elétricos CS6P	260P	265P
Nominal máx. Potência (Pmax)	260W	265W
Optar. Tensão de operação (Vmp)	30,4V	30,6V
Optar. Corrente Operacional (Imp)	8,56A	8,66A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	37,5V	37,7V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,12A	9,23A
Eficiência do Módulo	16,16%	16,47%
Temperatura de operação	-40°C	- +85°C
Máx. Tensão do sistema	1000V (IEC) ou 1000V (UL)	
Módulo de Desempenho de Incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)	
Máx. Classificação do fusível da série	15A	
Classificação de Aplicação	Classe A	
Tolerância de energia	0 ~ + 5W	

*Sob Condições de Teste Padrão (STC) de irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C.

Tabela 4 - Folha de Dados das Condições de Teste Padrão (STC) do modelo de painel escolhido de 260Wp

5.1.5 Tipo de estrutura, direção e inclinação: a estrutura depende do tipo de cobertura ou se está diretamente no solo com apoio. Cada edifício possui peculiaridades para definir a estrutura, mas considerando que estamos no Hemisfério Sul, os módulos precisam ser direcionados para o Norte e preferencialmente com grau de inclinação próximo à latitude do local do projeto.

Para espaços como lajes, o suporte metálico de sustentação dos módulos será com inclinação ajustável e apoiada diretamente na laje, com contrapeso para suportar ventos.

Direção de inclinação do módulo: Norte

Ângulo de inclinação (ângulo de inclinação): 15°

5.1.6 Energia de Compensação Diária (E_{CD}) é o cálculo do consumo médio de energia com base na energia mensal demandada, em kWh (E_C):

$$E_{CD} = E_C / 30$$

(EB50-CI-03.002.....31/56)

$$E_{CD} = 13800 / 30 = 460 \text{ kWh/dia}$$

5.1.7 Dados de irradiância solar por localização:

O link do site é <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> e contém todas as informações descritas na Tabela 5- Média mensal da Irradiância solar diária em Brasília (Brasil)

Coordenadas: 15,7° S 47,929722° O

Tabela 5 - Média mensal da Irradiância solar diária em Brasília (Brasil)

Referência	Ângulo de inclinação	Média mensal da Irradiância solar diária [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Med	Delta
Plano horizontal	0° N	4,67	5,58	4,53	5,00	4,72	4,75	4,97	5,50	5,25	4,69	4,75	4,72	4,93	1,05
Ângulo igual a latitude	16° N	4,35	5,35	4,56	5,39	5,42	5,68	5,86	6,14	5,43	4,57	4,45	4,35	5,13	1,79
Maior média anual	19° N	4,26	5,27	4,54	5,43	5,52	5,81	5,99	6,22	5,43	4,53	4,37	4,26	5,14	1,96
Mínimo mensal mais alto	6° N	4,57	5,53	4,57	5,18	5,02	5,14	5,34	5,78	5,36	4,68	4,66	4,61	5,04	1,21

5.1.8 Memória de Cálculo:

PASSO 01 – Pico de Potência Elétrica Ideal (P_{pico}).

$$P_{pico} = E_{CD}/HSP$$

Onde:

E_{CD} : Energia de Compensação Diária;

HSP: Horas de Sol-Pico, média anual do plano horizontal de referência na Tabela 05.

PASSO 02 – Quantidade de Módulos PV (N)

$$N = (P_{pico} / P_{módulo}) \times 1000$$

$$P_{pico} = (460\text{kWh}/\text{dia})/(4,93\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia})= 93,3 \text{ kWp}$$

$$N = 93,3\text{kW}/260 \times 1000 = 358,8 \approx 360 \text{ módulos}$$

Onde: P_{pico} : geração de energia elétrica ideal on-grid; $P_{módulo}$: potência de pico do módulo fotovoltaico escolhido.

PASSO 03 – Área de Módulos PV (A_{FV})

$$A_{FV} = A_{módulo} \times N$$

$$A_{FV} = (1,6 \times 0,99) \times 360 = 358,8 \approx 570,24 \text{m}^2$$

Onde: $A_{\text{módulo}}$: área de superfície do módulo fotovoltaico, com comprimento e altura definidos na ficha técnica do modelo

PASSO 04 – Área total fotovoltaica (AT_{FV})

A sombra de uma linha de módulos fotovoltaicos sobre outra linha poderia ser evitada, calculando esse espaçamento entre essas linhas fotovoltaicas, considerando o menor ângulo solar de inverno (solstício de inverno) e dependendo da latitude do sistema fotovoltaico.

Para estimar a área total sem cálculo complexo, serão considerados os módulos fotovoltaicos e espaçamento entre eles, será proposto um Fator de Utilização (FU) para evitar a subestimação da área fotovoltaica.

$$AT_{FV} = A_{FV} \times FU = A_{FV} \times 2,25$$

$$AT_{FV} = 570,24 \times 2,25 = 358,8 \approx 1283,04 \text{m}^2$$

Para questões de estimativa de custo e seleção de local, as principais variáveis necessárias a serem usadas são:

- **Área livre para o painel fotovoltaico, ponto de conexão disponível e sem sombra**
- $P_{\text{pico}} = 93,3 \text{kW}_p$
- $AT_{FV} = 1283,04 \text{ m}^2$

5.2 DEFINIÇÃO DO INVERSOR

A seleção do inversor depende de quantas *strings* estão sendo planejadas ou da potência nominal do inversor selecionado anteriormente.

5.2.1 Eficiência dos inversores: é importante atentar para a eficiência do inversor, normalmente indicada na ficha técnica do equipamento.

5.2.2 Módulos x Taxa do Inversor: geralmente, a capacidade de operação em relação à potência dos módulos fotovoltaicos não ultrapassa 15% a 20% da potência do inversor, para fins de eficiência do sistema.

5.2.3 Números de entradas MPPT: verificar se há mais de um MPPT, principalmente para módulos instalados em planos diferentes.

5.2.4 Intervalo entre a tensão de entrada máxima e mínima e os níveis de corrente de entrada: a tensão limita o número de módulos em série e a corrente limita o número de módulos em paralelo.

5.2.5 Verifique se a tensão de saída é compatível com a tensão da concessionária local.

5.2.6 A classe de proteção define se o inversor pode ser deixado ao ar livre ou protegido.

Neste Estudo de Caso 01, por se tratar de um sistema maior de médio porte, foram propostos **seis** inversores trifásicos de 15kW (Ingeteam 15 TL M), totalizando 90kW.

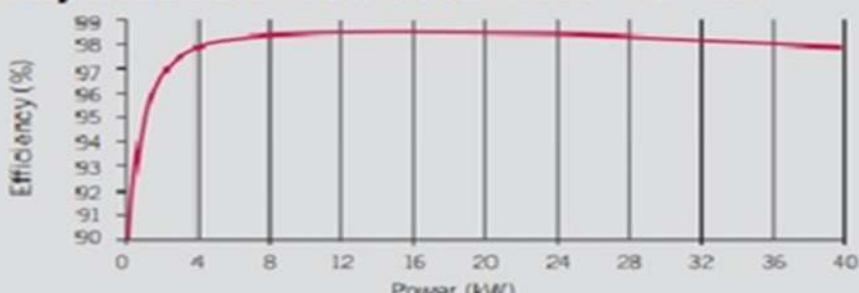
	10TL M	15TL M	20TL M
Input (DC)			
Recommended PV array power range ⁽²⁾	10.3 - 13.4 kW	15.5 - 20.1 kW	20.6 - 26.8 kW
Voltage range MPP1 ⁽²⁾			200 - 820 V
Voltage range MPP2 ⁽²⁾			200 - 820 V
Maximum voltage ⁽²⁾			1,000 V
Maximum current (Input 1 / Input 2) ⁽⁴⁾	30 / 20 A	30 / 20 A	30 / 20 A
Inputs with terminal blocks (Input 1 / Input 2)			1 / 1
Inputs with PV connectors (Input 1 / Input 2) ⁽⁵⁾	3 / 2	3 / 2	3 / 2
MPPT			2
Output (AC)			
Rated power	10.1 kW	15 kW	20 kW
Max. temperature at rated power ⁽⁶⁾	55 °C	55 °C	55 °C
Maximum current	15 A	22 A	29 A
Rated voltage			400 V
Voltage range	187 - 528 V	187 - 528 V	187 - 528 V
Frequency			50 / 60 Hz
Power Factor			1
Power Factor adjustable ⁽⁷⁾	Yes. Smax=10 kVA; Qmax=10 kVAR	Yes. Smax=15 kVA; Qmax=15 kVAR	Yes. Smax=20 kVA; Qmax=20 kVAR
THD			<3%
Efficiency			
Maximum efficiency			98.5%
Euroefficiency			98.3%
General Information			
Refrigeration system			Forced ventilation
Air flow	200 m³/h	200 m³/h	200 m³/h
Stand-by consumption ⁽⁸⁾			10 W
Consumption at night			1 W
Ambient temperature			-25 °C to 65 °C
Relative humidity (non-condensing)			0 - 100%
Protection class			IP65
Marking			CE
Efficiency INGECON® SUN 40TL M480 V _{dc} = 720 V 			

Tabela 6 - Folha de dados do modelo de inversor de 15kW

Nota: mesmo que o sistema de energia da concessionária seja trifásico, o inversor também pode ser bifásico ou monofásico.

5.3 MATRIZ DE MÓDULOS

5.3.1 O total de módulos em série não pode ultrapassar o limite de tensão definido no inversor e o total de módulos em paralelo não pode ultrapassar o limite de corrente do inversor.

5.3.2 Com base nos valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito do módulo selecionado anteriormente, é possível estimar esses limites.

5.3.3 É importante não definir uma faixa de número de módulos em torno dos limites de tensão e corrente, deixando sempre uma reserva para considerar perdas (15%-25%).

$$N_{string}^{max} = [V_{max} (Inversor) / V_{oc} (módulo FV)] \times 1,15$$

$$N_{string}^{max} = [528 / 37,5] \times 1,15 \approx \text{máximo de 16 módulos em série}$$

No caso do inversor escolhido, a faixa máxima de tensão de entrada é de 528V. Para os módulos escolhidos, a tensão de circuito aberto é de 37,5V, o que daria no máximo 16 módulos em série.

$$N_{string}^{min} = [V_{min} (Inversor) / V_{oc} (módulo FV)] \times 1,15$$

$$N_{string}^{min} = [200 / 37,5] \times 1,15 \approx \text{mínimo de 6 módulos em série}$$

No caso do inversor escolhido, a faixa mínima de tensão de entrada é de 200V. Para os módulos escolhidos, a tensão de circuito aberto é de 37,5V, o que daria no máximo 6 módulos em série.

5.3.4 O cálculo do número total de módulos por inversor está descrito abaixo:

$$N_{str}^{inv} = N / N_{inversor}$$

N é o número total de módulos fotovoltaicos e o número total de inversores do **N_{inversor}**

$$N_{str}^{inv} = 360 / 6 = 60 \text{ módulos por inversor.}$$

Como o inversor tem capacidade de 15kW e a potência total dos módulos é de 93,6kWp, cada inversor terá um conjunto de 60 módulos conectados a ele.

5.3.5 O gerador fotovoltaico é definido com base em nas limitações de **N_{string}^{max}** e **N_{string}^{min}**, número de entradas do inversor e número de módulos por inversor (**N_{str}^{inv}**).

Como **N_{str}^{inv}** = 60 módulos por inversor, haveria no máximo 4 conjuntos em paralelo com 15 módulos em série (adequado nos limites de tensão do inversor [6-16])

O inversor escolhido possui 2 entradas, cada uma conectada a 30 módulos (2 conjuntos de 15 módulos em série).

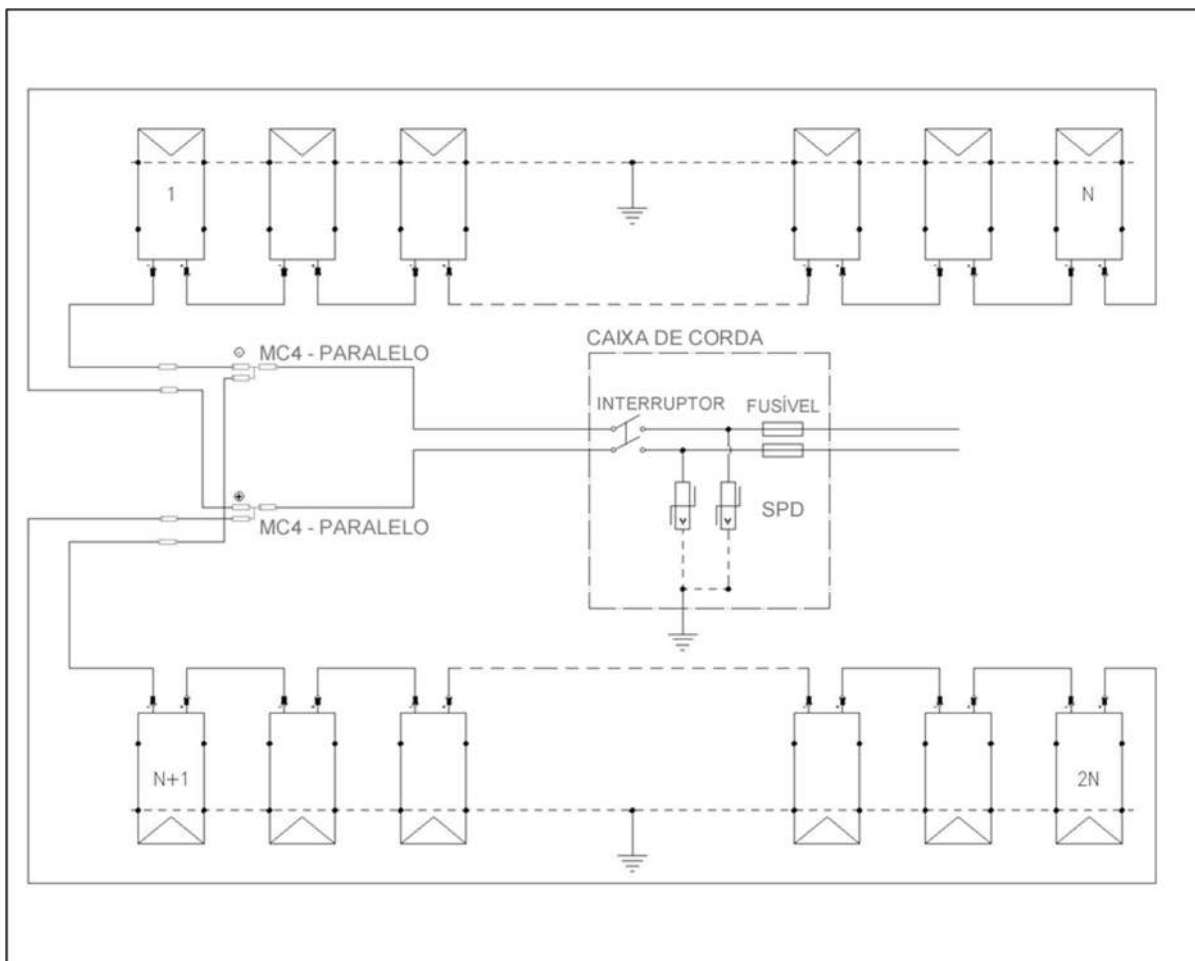


Figura 23 - Painel fotovoltaico com duas strings paralelas e string-box (caixas de conexão)

5.4 CÁLCULO DO CABEAMENTO

5.4.1 Os critérios de seleção de condutores da norma brasileira ABNT NBR-5410:2004 são aplicáveis, simultaneamente, no dimensionamento do cabo *string*. Destacam-se os seguintes critérios:

- Critérios de capacidade de carga atual;
- Critérios de queda de tensão (para sistemas conectados à rede):

Painel Fotovoltaico - 1%

Inversor de rede - 3%

- Critérios de curto-circuito

$$I_{cabo} = I_{cc} \times 1,25$$

Onde I_{cabo} é a limitação de corrente para o cálculo do tamanho do fio baseado em I_{cc} é a corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico.

Portanto, se o I_{cc} for 9,12A, o I_{cabo} será 11,4A.

5.4.2 Cálculo da seção do condutor da corda:

$$S_{mm2} = \frac{2 \times L \times I_{cabo}}{\sigma \times V_{\%queda} \times V_{string}^{max}}$$

Onde:

S_{mm^2} = Seção do condutor em milímetros quadrados.

L = distância entre o conector e o quadro/caixa de junção/conexão, em metros.

I_{cabo} = valor de corrente considerado para o cabo, em amperes.

σ = condutividade do material condutor (Cobre = 56; Alumínio = 32).

$V_{\%queda}$ = queda de tensão permitida, na seção calculada, em decimal (1% = 0,01).

V_{string}^{max} = tensão na potência máxima da *string*, em volts.

Pela fórmula, considerando que a tensão máxima do *string* é de 456V (15 módulos x 30,4V tensão de operação), 11,4A de corrente mínima e uma distância máxima de 30 metros, a seção estimada seria de 2,67mm², o que se aproxima do próximo tamanho nominal 4mm².

Nota: todos os cabos utilizados possuem nível de isolamento de tensão de 1,8kV e proteção contra raios ultravioleta, o que o torna mais específico no momento da compra.

5.4.3 Condutor geral do painel fotovoltaico por entrada do inversor:

A corrente de curto-circuito de cada painel fotovoltaico é:

$$I_{FVarranjo} = I_{cabo} \times N_{strings} \times 1.5$$

Onde:

$I_{FVarranjo}$ = corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico, em amperes.

I_{cabo} = corrente de curto-circuito de cada string, em amperes.

$N_{strings}$ = número de strings associadas em paralelo (por entrada do inversor).

Neste estudo de caso, como o string possui dois conjuntos de 15 módulos em série e a corrente de curto-circuito do módulo é 9,12A, a corrente do string é 18,24A. Portanto, a corrente do painel fotovoltaico será $9,12 \times 2 \times 1,25 = 22,8A$.

Aplicando a fórmula 5.4.2, o condutor dimensionado para cada entrada do inversor será de 5,35mm² e o próximo tamanho nominal é de 6mm²

5.5 SELEÇÃO DE DISPOSITIVOS ELÉTRICOS

5.5.1 A proteção de sobrecorrente pode ser obtida usando um fusível ou disjuntor. No entanto, é necessário garantir que os disjuntores sejam do tipo CC. Para fusíveis não existe essa distinção e por isso são mais utilizados em *string-boxes*, com alcance abaixo:

$$I_{cabo} \leq I_{fusivel} \leq I_{max}$$

Onde:

I_{cabo} = corrente de curto-circuito da string (que é igual à corrente de curto-circuito do módulo com a menor corrente), em amperes.

$I_{fusivel}$ = corrente nominal de operação do fusível ou disjuntor de proteção, em amperes.

I_{max} = valor máximo do fusível de proteção recomendado pelo fabricante do módulo fotovoltaico (esta

informação é obtida na ficha técnica), em amperes.

Nota: São recomendados fusíveis tipo cartucho, com corrente de ruptura não superior a 3 vezes a corrente de curto-circuito do *string*; isto também se aplica a modelos com “atraso”.

5.5.2 Chave CC somente podem ser utilizados dispositivos capazes de interromper a corrente contínua, portanto, esta informação deve ser verificada na ficha técnica do dispositivo. Ainda, deve-se considerar que alguns strings possuem uma tensão total dos módulos série, com valores elevados, e devem estar sempre abaixo do nível de isolamento da chave seccionadora.

$$I_{cc\ switch} > I_{cc} \times 1.15$$

Onde:

$I_{CCswitch}$ = corrente mínima da seleção do interruptor do painel fotovoltaico, em amperes

I_{cc} = corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico, que considera a soma das correntes de curto-circuito dos *strings*, em amperes

Cada uma das seis string-boxes está associada a um inversor e cada uma tem um seccionador associado ao string. Portanto, a corrente do painel neste caso é a corrente da string (22,8A). Desta forma, a capacidade do interruptor para aquela string será maior que 34,2A, ou seja, uma corrente nominal de mercado de 40A.

5.5.3 Dispositivo de proteção contra sobretensões. Para o painel fotovoltaico, recomenda-se a instalação de um varistor ou DPS Classe I o mais próximo possível dos módulos fotovoltaicos, e um DPS Classe II, a cada 15 metros de cabo, até a entrada da “caixa de junção *string*”, que também deve ter um conjunto de varistores de classe II.

$$V_{varistor} > V_{CCstring} \times 1,5$$

Onde:

$V_{varistor}$ = tensão nominal mínima dos varistores, em volts.

$V_{CCstring}$ = tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico, em volts.

No estudo de caso, o string-box possui uma tensão de circuito aberto do string 562,5V (15 x 37,5V). Portanto, a tensão nominal do varistor encontrada no mercado é de 700-800V.

5.5.4 Em algumas usinas fotovoltaicas (acima de 75kW), existe uma chave central em corrente alternada (disjuntor de baixa tensão ou chave CA) que fará a ligação única da rede da concessionária.

5.5 PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para estimar a quantidade de energia gerada no sistema projetado, devem ser consideradas as perdas de módulos, inversores, cabos e instalações.

5.5.1 Os módulos fotovoltaicos possuem características em condições de teste padrão (*Standard Test Conditions - STC*) e qualquer variável externa, com temperatura ambiente, pode interferir no desempenho do sistema. As especificações mais importantes são:

- tensão de circuito aberto (V_{oc});
- corrente de curto-circuito (I_{cc});
- tensão de operação no ponto de potência máxima (V_{mpp});
- corrente de operação no ponto de potência máxima (I_{mpp}); e
- potência nominal máxima (P_{pico}).

Algumas constantes são predefinidas por padrão (STC): $T_{STC} = 25^{\circ}C$; $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$; $AM = 1,5$, onde:

T_{STC} : a temperatura da célula fotovoltaica sob condições de teste padrão (STC);

G_{STC} : irradiância solar padronizada (W/m^2);

AM : fator relacionado à massa de ar na atmosfera e que determina o espectro solar incidente.

5.5.2 Para obter as perdas com mais precisão, os principais limites são os seguintes:

Tabela 7 - Estimativa de perdas em sistemas fotovoltaicos.

Tipos de Perdas	Descrição	Limites
Sombreamento	Causado por objetos ao redor da área dos módulos	1% - 10%
Sujeira	Partículas sólidas que podem entupir os módulos (poeira, fuligem, excrementos de pássaros)	2% - 10%
Tolerância de energia do módulo	Verifique o módulo para tolerância negativa (perdas)	1,5%-3%
Incompatibilidade (mismatching)	Causada por diferenças nas características elétricas entre os módulos interligados.	1%-2%
Fator de temperatura	Calculado a cada mês de acordo com a temperatura histórica do local	5% - 20%
Cabeamento CC	Perdas por efeito Joule	0,5% - 1%
SPMP	Perdas relacionadas ao rastreamento do ponto de potência máxima do painel.	1% - 2%
Conversão CC/CA	Valor referente ao rendimento médio do inversor	2%-10%
Cabeamento CA	Perdas por efeito Joule	0,5%-1%

Nota: Este manual não considerou o cálculo das perdas por temperatura, pois precisa verificar a temperatura média mensal e sua influência nas perdas do sistema. Se o projetista observar mais de perto a estimativa de perda de temperatura, os valores médios de temperatura máxima também estão disponíveis na Tabela 7. Recomenda-se citar as fontes de dados na “descrição técnica do projeto” e na “memória de cálculo”, permitindo a auditoria de valores.

5.5.3 Para fins de pré-dimensionamento, será estimada uma perda total do sistema de aproximadamente 20%, ou seja, um Fator de Desempenho Global (OPF) ou Índice de Desempenho (PR) de 80%, considerando uma referência segura para definir a produção total estimada. Assim, com base na Tabela 5- Média mensal de Irradiância solar diária em Brasília (Brasil), os valores mensais de produção de energia podem ser alcançados através de:

$$\text{Energia fotovoltaica do mês 'i' (kWh)} = P_{\text{pico}} \times \text{HSP}'i' \times \text{Número de dias no mês 'i'} \times PR$$

$$\text{Energia fotovoltaica do mês 'i' (kWh)} = 93,6 \times \text{HSP}'i' \times \text{Número de dias no mês 'i'} \times 0,80$$

Tabela 8 - Produção média mensal de energia em Brasília (Brasil)

Ref.	Âng. inclin	Energia gerada estimada (kWh)											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Plano horizontal	0° N	10.840	11.699	10.515	11.232	10.956	10.670	11.537	12.767	11.794	10.887	10.670	10.956
Ângulo igual a latitude	16° N	10.098	11.217	10.585	12.108	12.581	12.760	13.603	14.253	12.198	10.608	9.996	10.098

A estimativa anual de energia produzida para o sistema do Estudo de Caso 01 é de aproximadamente 140.104 kWh

5.6 VIABILIDADE ECONÔMICA

5.6.1 Viabilidade econômica é uma medida da relação custo-benefício de um projeto ou solução, no caso de usinas fotovoltaicas on-grid, todo o investimento a ser implementado será devolvido através da energia não utilizada, fornecida pela rede elétrica.

5.6.2 O cálculo do retorno do investimento deve levar em consideração:

- despesas de capital⁴ (CAPEX);
- energia gerada anualmente (kWh);
- preço médio da tarifa de energia (ET);
- taxa de inflação (correção monetária⁵); e
- custos com manutenção ou substituição de equipamentos (10 anos para o inversor e 25 anos para os módulos).

O investimento em usina fotovoltaica está restrito à aquisição e instalação de sistema fotovoltaico, cujo valor atualizado ao valor presente de mercado seria de cerca de R\$ 421.000,00.

5.6.3 A análise do retorno do investimento (payback) precisa considerar algumas restrições que impactam na operação de usinas fotovoltaicas de longo prazo, tornando o cálculo mais preciso.

Tabela 9 - Variáveis de restrições aplicadas ao cálculo do payback

Variáveis de Restrições	Unidade	Valores
-------------------------	---------	---------

⁴ O investimento de capital é a aquisição de ativos físicos para uso na promoção de suas metas e objetivos de negócios de longo prazo.

⁵ Método utilizado para correção de valores monetários quando a moeda na qual os sinistros são denominados tem seu poder de compra (de um conjunto de bens) variando ao longo do tempo. É uma ferramenta utilizada para reduzir as distorções da inflação.

		Propostos
Preço de mercado fotovoltaico (PVP)	\$/kWp	4.50
Tarifa média de energia (ET)	\$/kWh	0.50
Perdas do painel (PL%)	% por anor	2.0
Inflação da tarifa de energia (ETI%)	% por ano	8.0
Custos de manutenção (MC%)	% por ano	0.50

5.6.4 Para visualizar os resultados, é necessário fazer uma planilha que contenha os valores básicos necessários para compor o cálculo, iniciando com o valor da média anual de produção de energia fotovoltaica (E_{med}^i), o preço da energia economizada gerada anualmente (P_{med}^i), e fluxo de caixa anual (CF_{med}^i).

Tabela 10 - Planilha proposta para cálculo do payback

Ano	Energia Fotovoltaica gerada	Preço da energia economizada (\$)	Fluxo de caixa (\$)
0	0	0	$CF_{med}^0 = CAPEX =$ $= P_{pico} \times (FV \text{ preço de mercado})$
1	E_{med}^1	$P_{med}^1 = (E_{med}^1 \times ET \times ETI\%) + (CF_{med}^0 \times MC\%)$	$CF_{med}^1 = CF_{med}^0 - P_{med}^1$
2	$E_{med}^2 = E_{med}^1 \times (1 - PL\%)$	$P_{avg}^2 = (E_{avg}^2 \times ET \times ETI\%) + (CF_{avg}^0 \times MC\%)$	$CF_{med}^2 = CF_{med}^1 - P_{med}^2$
⋮	⋮	⋮	⋮
25	$E_{med}^{25} = E_{med}^{24} \times (1 - PL\%)$	$P_{med}^{25} = (E_{med}^{25} \times ET \times ETI\%) + (CF_{med}^0 \times MC\%)$	$CF_{med}^{25} = CF_{med}^{24} - P_{med}^{25}$

Tabela 11 - Estudo de Caso 01 Planilha proposta para cálculo do payback

Ano	Energia Fotovoltaica gerada (kWh)	Preço da energia economizada (\$)	Fluxo de caixa (\$)
0	0	0	-421.000,00
1	140.104,00	73.551,16	-347.448,84
2	128.895,68	73.066,96	-274.381,88
3	118.584,03	72.585,86	-201.796,02
4	109.097,30	72.107,84	-129.688,18
5	100.369,52	71.632,88	-58.055,30
6	92.339,96	71.160,95	-13.105,65
7	84.952,76	70.692,05	83.797,70
8	78.156,54	70.226,15	154.023,85
9	71.904,02	69.763,23	223.787,08
10	66.151,70	69.303,27	293.090,36
11	60.859,56	68.846,26	361.936,62
12	55.990,80	68.392,17	430.328,79
13	51.511,53	-100.607,12	329.721,68
14	47.390,61	67.492,70	397.214,37
15	43.599,36	67.047,27	464.261,65
16	40.111,41	66.604,70	530.866,34
17	36.902,50	66.164,96	597.031,30
18	33.950,30	65.728,03	662.759,33
19	31.234,27	65.293,90	728.053,22
20	28.735,53	64.862,54	792.915,77
21	26.436,69	64.433,95	857.349,72
22	24.321,75	64.008,10	921.357,82

Ano	Energia Fotovoltaica gerada (kWh)	Preço da energia economizada (\$)	Fluxo de caixa (\$)
23	22.376,01	63.584,98	984.942,80
24	20.585,93	63.164,56	1.048.107,36
25	18.939,06	62.746,84	1.110.854,20

5.6.5 Com base nesta planilha de cálculo do payback, é possível realizar uma análise de ciclo de vida completo (25 anos de geração do painel) onde a coluna de fluxo de caixa mostra o período de troca sinal resultante do tempo de recuperação do investimento e mostra que o restante dos anos representa lucro em relação ao CAPEX.

Neste Estudo de Caso, apesar do retorno do investimento ser de quase 6 anos, podemos dizer que corresponde a praticamente 1/4 da vida útil (com eficiência) dos módulos fotovoltaicos que possuem 20 anos de garantia.

O projeto de gerador fotovoltaico desconectado da rede elétrica apresenta algumas diferenças entre o projeto on-grid, tais como: estimativa de energia e cálculo de banco de potência de baterias. Porém, a maior parte do processo de design anterior também será utilizada para o design *off-grid*.

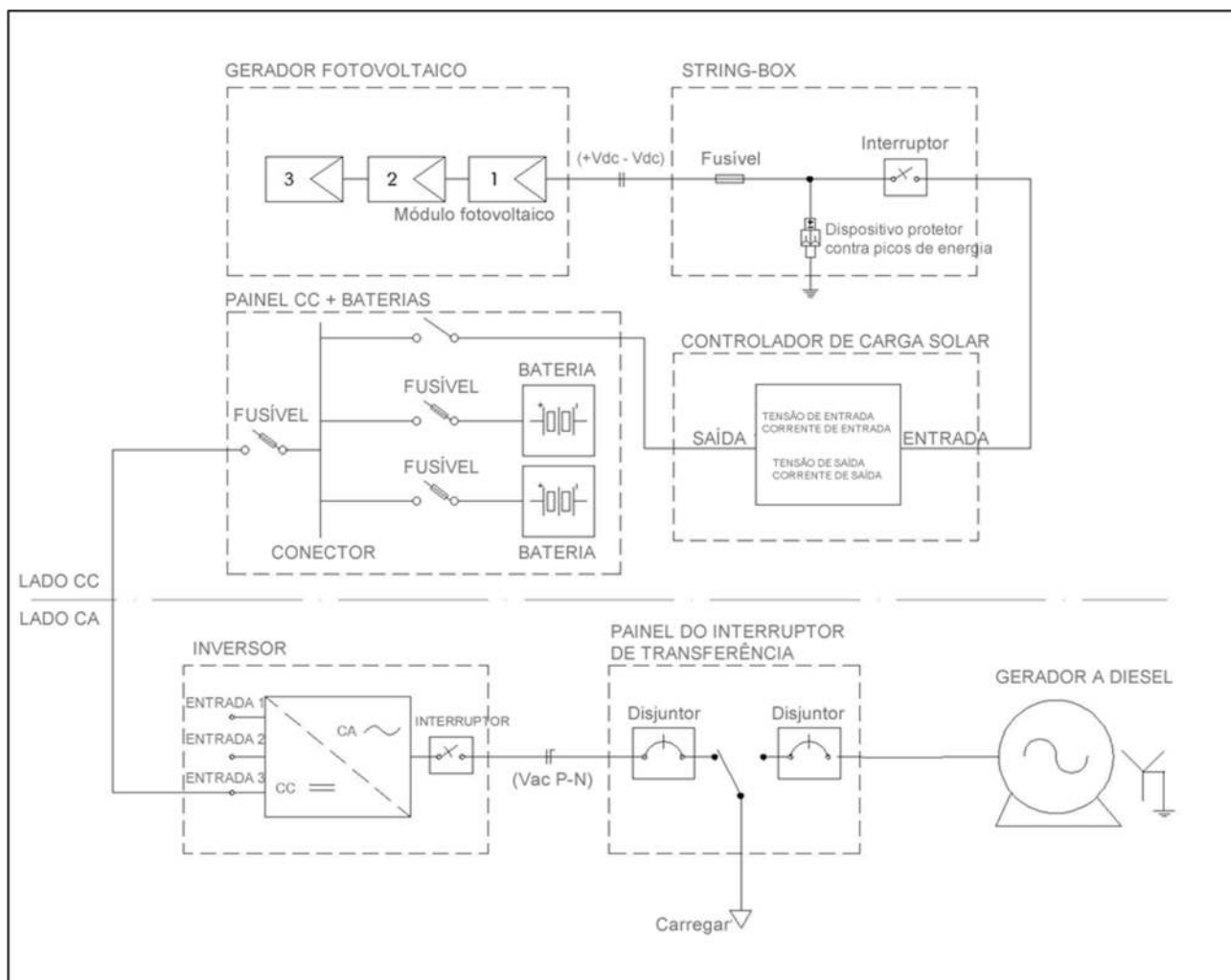


Figura 24 - Amostra de componentes fotovoltaicos off-grid em diagrama unifilar

6.1 ESTIMATIVA DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1.1 A carga elétrica das edificações isoladas não possui consumo de energia registrado na conta de energia elétrica, pois não possui ligação à rede elétrica e na maioria das vezes apenas gerador a diesel.

6.1.2 A forma comum de estimar o consumo de energia da carga elétrica é o levantamento de potência, horas por dia e quantidades de cada aparelho da edificação. A tabela a seguir pode ser usada para estimar o consumo de energia:

Tabela 12 - Tabela de estimativa de consumo de energia

Item	Utensílio	Watts	Quantidade	Horas por dia	Watt horas por dia
1	Lâmpada	P_1	Q_1	H_1	$E_1 = Q_1 \times P_1 \times H_1$
2	Computador	P_2	Q_2	H_2	$E_2 = Q_2 \times P_2 \times H_2$
3	Frigorífico	P_3	Q_3	H_3	$E_3 = Q_3 \times P_3 \times H_3$
⋮					
n		P_n	Q_n	H_n	$E_n = Q_n \times P_n \times H_n$
Total Watt Horas por Dia					E_{total}

$$E_{total} = \sum_{i=1}^n (Q_i \times P_i \times h_i)$$

Tabela 13 - Tabela de estimativa de consumo de energia do Estudo de Caso 2

Utensílio	Potência (W)	Quantidade	Tempo de uso por dia (horas)	Consumo por dia (W.h/dia)
Lâmpadas	15	8	4	480
Notebook	100	1	3	300
Televisão	100	2	4	800
Geladeira	150	1	10	1,500
Ventilador	100	2	10	2,000
Liquidificador	150	1	0,2	30
Receptor de sinal de satélite	30	1	4	120
Roteador de Internet Wi-Fi	50	1	4	200
Carregador de telefone	35	2	2	140
Cafeteira elétrica	1000	1	0,5	500
Ferro de passar roupa	1000	1	0,5	500
TOTAL				6,570

6.1.3 O equipamento analisador elétrico portátil é a opção técnica mais precisa para estimar o consumo de energia, mas depende da distância do sistema e da disponibilidade do equipamento para estar monitorando uma semana ou um mês.

6.2 MODELO DE MÓDULO E MATRIZ FV

6.2.1 O modelo do painel será definido da mesma forma do processo de projeto on-grid (item 5.1)

O painel ou módulo fotovoltaico utilizado como modelo é o ODA330W-36P da EMPALUX (Imagem 4, Tabela 2) e possui as seguintes características técnicas e está sob condições STC e NOCT:

Tabela 14 - Características de desempenho do Módulo Fotovoltaico (Estudo de Caso 2)

Especificações	STC	NOCT	Especificações	Data
Máx. potência nominal (P _{max} - W)	330	245	Tipo de célula	Policristalino
Tensão de operação ideal (V _{mp} - V)	37,26	34,28	Organização celular	72
Corrente de operação ideal (I _{mp} - A)	8,86	7,15	Dimensões (mm)	1.960*992*40
Tensão de circuito aberto (V _{oc} - V)	44,72	41,15	Peso	22,5kg
Corrente de curto-circuito (I _{sc} - A)	9,57	7,72	Coeficiente de temperatura	-0,4%/°C
Eficiência do painel	17%		Coeficiente de temperatura (V _{oc})	-0,3%/°C
Temperatura nominal de operação	45±2° C		Coeficiente de temperatura (I _{sc})	0,06%/°C

6.2.2 O arranjo fotovoltaico será definido da mesma forma do processo de projeto on-grid (item 5.3), mas o número de módulos por *string* (conexão em série⁶) está relacionado aos limites de tensão das entradas do inversor e/ou controlador do carregador.

6.2.3 A conexão dos módulos paralelos⁷ está relacionada aos limites de corrente das entradas do inversor e/ou controlador do carregador.

No Estudo de Caso 2, a matriz de módulos fotovoltaicos ocorrerá de forma combinada, ou seja, dois módulos associados em série, com duas séries associadas em paralelo. Desta forma, o conjunto apresentará uma corrente de operação ideal (I_{mp}) e uma tensão de operação ideal (V_{mp}), grandezas que atingirão o controlador de carga. A Figura 25 mostra as conexões dos módulos específicos.

⁶ Na associação de painéis em série, a conexão é feita nos terminais de pólos opostos e a principal característica é a corrente elétrica constante com a soma das tensões.

⁷ Na associação de painéis em paralelo, a conexão é feita nos terminais de pólos de mesmo sinal e a principal característica é a tensão constante com a soma das correntes.

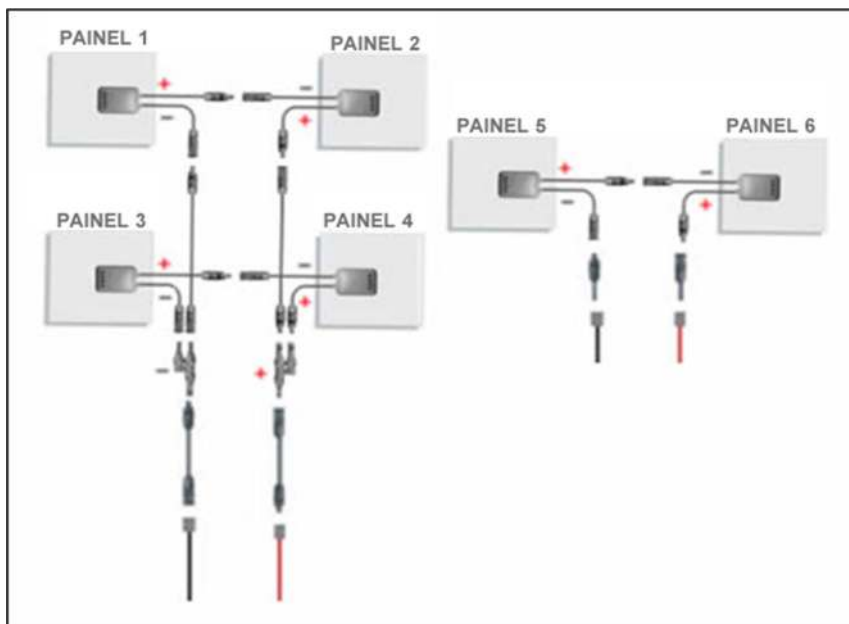


Figura 25 - Conexões do painel serial/paralelo (Estudo de Caso 2)

6.2.4 Existem dois tipos diferentes de conexões fotovoltaicas: acopladas a CA e acopladas a CC e ambas dependem de onde o Sistema de Armazenamento de Energia (ESS⁸) está conectado (lado CA ou lado CC).

6.2.5 A tabela a seguir apresenta algumas vantagens (+) e desvantagens (-) de cada tipo de acoplamento ESS:

Acoplado CC	Acoplado CA
<u>Eficiência (+)</u> O sistema de acoplamento CC é mais eficiente quando o ESS é carregado diretamente e descarregado posteriormente, pois há apenas uma conversão de CC para CA um único inversor, em vez de dois, para passar	<u>Eficiência (+)</u> O sistema acoplado a CA é mais eficiente quando o painel fotovoltaico está alimentando diretamente nas cargas. Os inversores interativos tendem a ser mais eficientes que os inversores multimodo. Se o sol estiver brilhando e a energia produzida for consumida imediatamente (ou seja, em vez de passar pelo inversor multimodo para carregar o ESS) e a arquitetura do sistema acoplado a CA será mais eficiente do que sua contraparte CC.
<u>Potência total da matriz fotovoltaica (+)</u> Para sistemas acoplados em CC, a alimentação do ESS não é limitada por um inversor interativo. <i>Por exemplo, considere um painel fotovoltaico de 5kW, um máximo teórico pode ser usado para carregar o ESS e/ou alimentar o inversor multimodo sem qualquer limitação de potência.</i>	<u>Energia da matriz fotovoltaica completa (-)</u> Normalmente, os inversores são reduzidos sob a suposição de que o arranjo fotovoltaico raramente, ou nunca, produzirá em sua potência nominal. <i>Por exemplo, considere um arranjo fotovoltaico de 5kW que está vinculado a um inversor interativo de 4kW. Este sistema hipotético está agora limitado a uma potência nominal de 4kW.</i>
<u>Carregamento Direto (+)</u> O sistema acoplado a CC pode enviar energia continuamente diretamente do painel fotovoltaico para o ESS. O caminho livre entre o painel fotovoltaico e o banco de baterias permite que a tensão da bateria aumente e, assim, o inversor multimodo pode ligar novamente e fornecer energia às cargas de backup sem ter que esperar o retorno da energia da rede.	<u>Carregamento Direto (-)</u> Situações de baixa tensão da bateria podem surgir em sistemas com acoplamento CA. Se muita energia for retirada do banco de baterias durante uma interrupção, essa energia pode se espalhar por todo o sistema, desligando o inversor multimodo, o inversor interativo e o painel fotovoltaico. Como não há como o painel fotovoltaico carregar diretamente as baterias neste caso, os proprietários do sistema podem ter que esperar que a energia da rede retorne antes que o sistema possa voltar

⁸ ESS – (Energy Storage System) Sistema de Armazenamento de energia é um dispositivo ou grupo de dispositivos montados que tem como objetivo converter a energia elétrica dos sistemas de potência e armazenar energia para fornecer energia elétrica posteriormente quando necessário.

Acoplado CC	Acoplado CA
	a ficar online.
<u>Maior capacidade do inversor (-)</u> Um sistema acoplado a CC depende de apenas um único inversor multimodo e, portanto, é limitado por sua capacidade.	<u>Maior capacidade do inversor (+)</u> Os sistemas com acoplamento CA possuem dois inversores (um interativo e um multimodo), ambos alimentando o painel de cargas de backup. Portanto, se ocorrer uma interrupção enquanto o sol ainda estiver brilhando, o painel de cargas de backup pode ter a capacidade em kW de ambos os inversores disponíveis.
<u>Redundância</u> Para sistemas acoplados CC, que dependem de um único inversor multimodo no centro da arquitetura do sistema.	<u>Redundância</u> Como em qualquer sistema elétrico, os projetistas fotovoltaicos devem considerar possíveis pontos de falha. Em um sistema com acoplamento CA, se o inversor multimodo baseado em bateria estiver desabilitado, um simples interruptor de <i>bypass</i> manterá o painel fotovoltaico e o inversor interativo online (desde que a rede esteja ativa).
	<u>On-grid para híbrido (+)</u> Adicionar um ESS a um sistema fotovoltaico interativo vinculado à rede existente pode causar problemas para os projetistas de sistemas, e a solução mais fácil geralmente é o acoplamento CA do novo ESS. Não haverá necessidade de redimensionar o arranjo fotovoltaico.

No estudo de caso 2, ele foi projetado para o uso de baterias alimentadas por controlador de carga e módulos fotovoltaicos, como acoplados CC.

6.3 SELEÇÃO DO INVERSOR E DO CONTROLADOR DE CARGA

6.3.1 Existem algumas configurações de inversores para conectar o painel fotovoltaico à carga e ao banco de potência:

i) **Inversor e controlador de carga off-grid (CC acoplado):** no Estudo de Caso 2, o controlador de carga gerencia os fluxos de corrente dos módulos fotovoltaicos e do banco de baterias de carga/descarga. Enquanto o inversor apenas converte CC em energia CA para alimentar a carga.

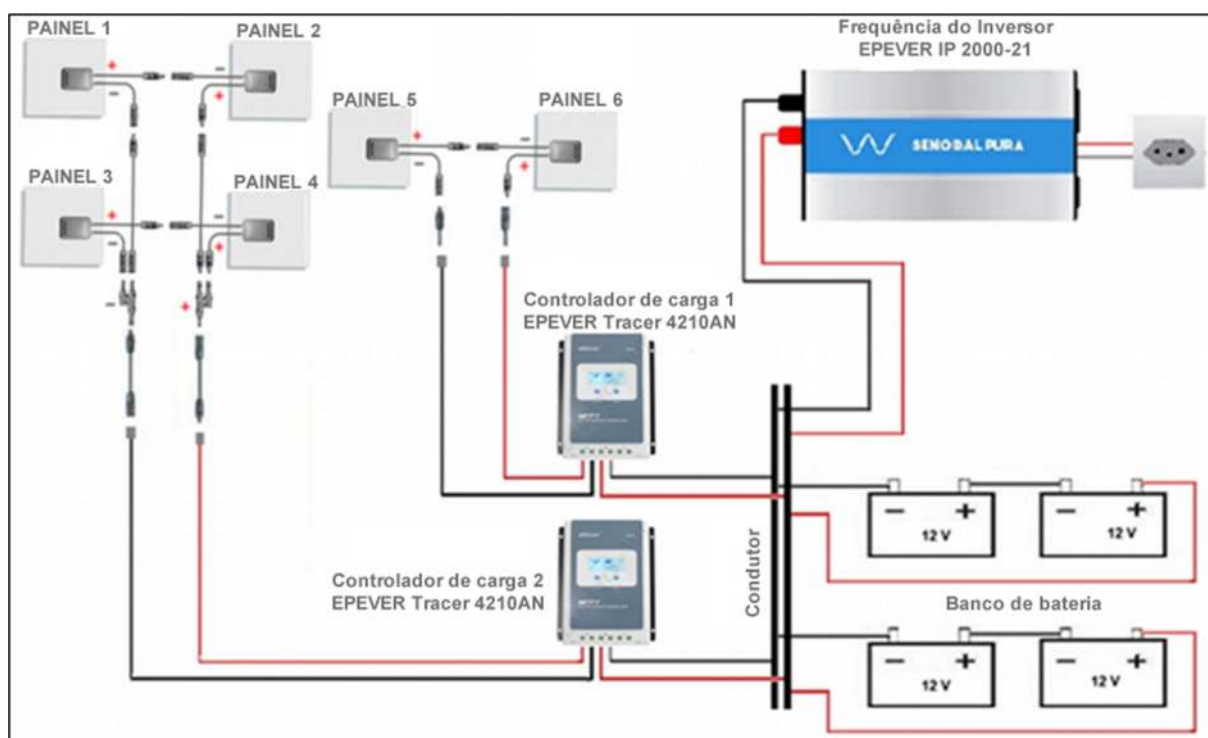


Figura 26 - Diagrama multilinha de interligação de componentes (estudo de caso 2)

ii) **Inversor bidirecional e inversor *grid-tie* (acoplado CA):** este tipo de conexão requer um painel multiclustor para conectar a saída dos inversores bidirecionais e inversor *grid-tie*. Os primeiros inversores são três monofásicos conectados ao banco de potência com ângulo de fase atrasada em 120° entre si. O inversor *grid-tie* é conectado ao painel fotovoltaico para fornecer energia.

iii) **Inversor híbrido (CA acoplado):** todos os elementos CC (matriz fotovoltaica e baterias) são conectados diretamente ao inversor híbrido de entrada, incluindo outra fonte de energia (como gerador a diesel). Sua saída é conectada à carga elétrica.

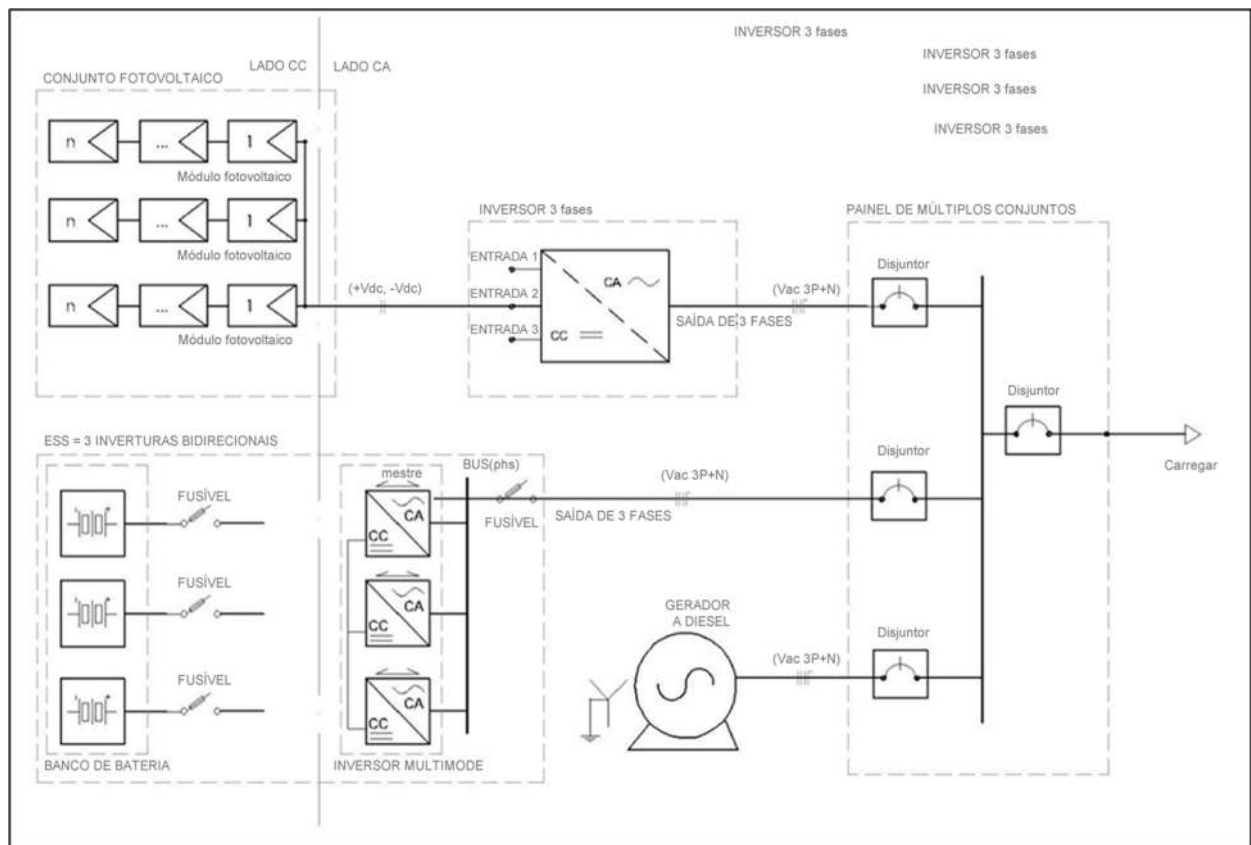


Figura 27 - Diagrama unifilar de interligação de componentes com painel multiclustor

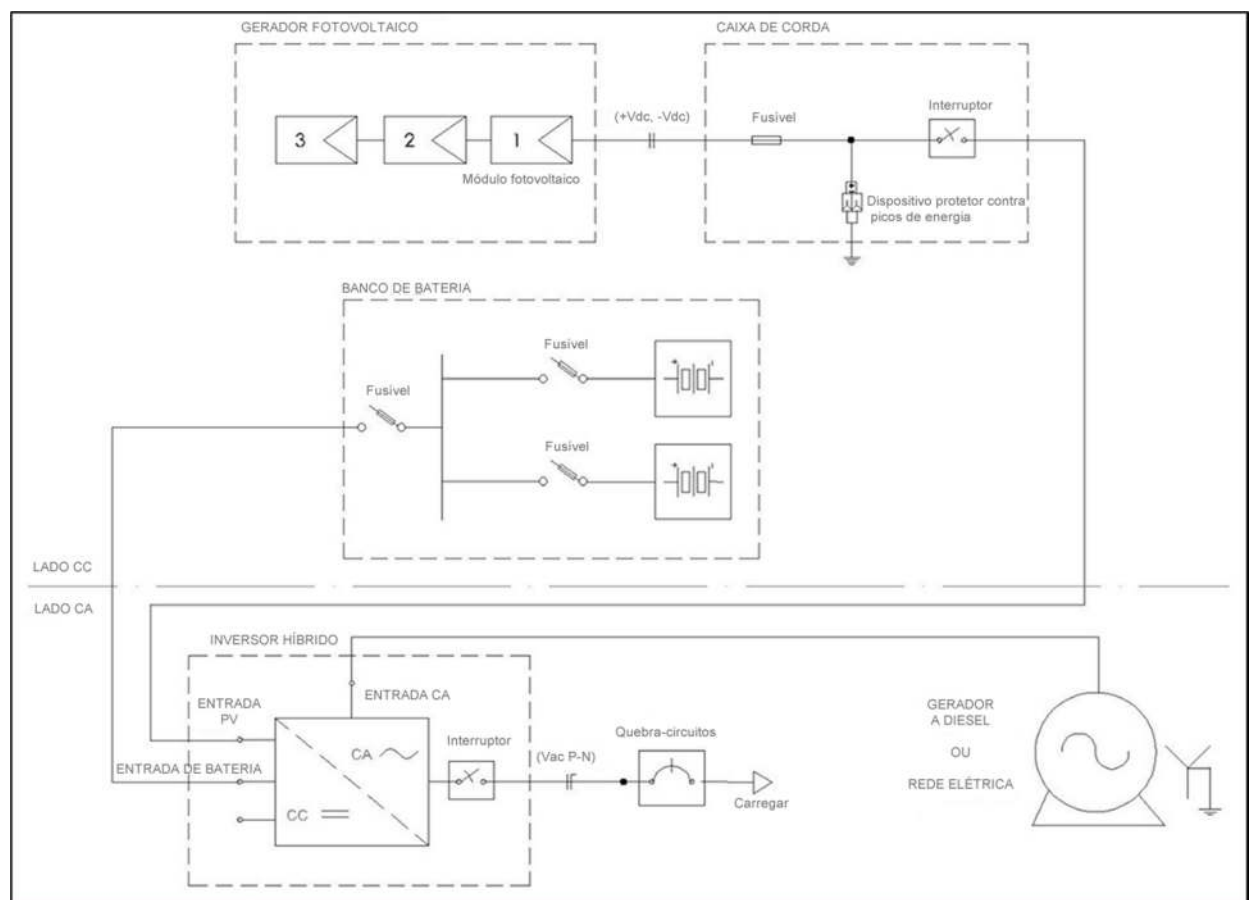


Figura 28 - Diagrama unifilar de interligação de componentes com inversor híbrido

6.3.2 Após a definição do tipo de conexão, o primeiro passo para selecionar o inversor e o controlador de carregamento, é necessário conhecer os números de módulos fotovoltaicos por *string* e avaliar os limites de tensão CC de entrada do inversor.

6.3.3 Outra restrição ao inversor/controlador de carga é a tensão de saída do banco de baterias (12Vcc a 48Vcc), que depende de quantas baterias estão em série.

6.3.4 Os limites de corrente do inversor/controlador de carga definirão o número de *strings* paralelas ou baterias paralelas conectadas a este equipamento.

6.4 DIMENSIONAMENTO E GERENCIAMENTO DA BATERIA

6.4.1 A capacidade total da bateria (Ah) depende da energia consumida pelos aparelhos por dia, número de dias de autonomia, profundidade máxima de descarga permitida, perdas e eficiências do sistema e tensão nominal da bateria.

$$Bat_{capacidade} = \frac{E_{total}}{DoD \times Ef \times V_{bat}} \times D_{autonomia}$$

Onde:

E_{total} : consumo estimado de energia de carga por dia (Wh/dia);

DoD : profundidade de descarga (geralmente 0,5) – depende do tipo de bateria e do ciclo de vida;

Ef : eficiência de ida e volta da bateria (geralmente 0,7 – 0,85);

V_{bat} : tensão nominal da bateria (Vcc); e

$D_{autonomia}$: dias da autonomia (dias).

No estudo de caso 2:

$$E_{total} = 6570 \text{ Wh/dia}$$

$$DoD = 0,5 \text{ (ácido de chumbo estacionária - cerca de 2.000 ciclos no total)}$$

$$Ef = 0,85$$

$$V_{bat} = 12Vcc$$

Meio dia de autonomia (durante o dia a geração a diesel fornece energia e à noite as baterias suportarão a carga)

Assim, a capacidade total da bateria calculada é de 644,12 Ah.

A capacidade da bateria do modelo selecionado (Tabela 15) é de 240Ah (modelo DF4001) a 12Vcc, portanto 644Ah/240Ah são aproximadamente 3 baterias

6.4.2 A tensão do sistema define o número de células de bateria conectadas em série necessárias, e a capacidade total necessária define o número de sequências de baterias paralelas necessárias.

Modelos		DF300	DF500	DF700	DF1000	DF2000	DF2500	DF3000	DF4001
Capacidade @25°C (Ah)	10 h	24	30	41	54	94	130	156	200
	20 h	26	36	45	60	105	150	170	220
	100 h	30	40	50	70	115	165	185	240
Dimensões (mm)	Comprimento	175	175	210	244	330	511	511	525
	Largura	175	175	175	175	172	213	213	275
	Altura	175	175	175	175	240	230	230	250
Peso (Kg)		8,8	9,7	12,5	14,7	27,1	44,6	48,3	60,3

Tabela 15 - Capacidade da bateria (Ah) da ficha técnica de fábrica.

Como a tensão de entrada do inversor selecionado é de 24Vcc, a configuração proposta é de dois conjuntos de duas baterias de 12Vcc em série, totalizando 4 baterias Chumbo Ácido 240Ah-12V.

6.4.3 Durante o projeto do banco de potência, é necessário garantir que cada cabo que conecta as baterias tenha o mesmo comprimento, a fim de evitar a circulação de corrente entre as baterias e aumentar as perdas.

6.4.4 Poucos tipos de baterias possuem resistência à temperatura e umidade, como Chumbo Ácido OPzV e OPzS. Mas outro tipo, como Íon Lítio e Carbono Chumbo é necessário um controle de temperatura e umidade dentro do recipiente da bateria ou da sala.

6.4.5 Todo tipo de bateria deve possuir um Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS) para fornecer um sistema de monitoramento remoto habilitado a fim de informar o desempenho do sistema e da unidade ou grupo de baterias.

CAPÍTULO VII

PREPARO PARA INSTALAÇÃO

7.1 SIMULAÇÃO DE DESEMPENHO

7.1.1 Para uma melhor análise da viabilidade dos sistemas fotovoltaicos, uma forma é simular os sistemas para verificar as métricas de desempenho e a geração esperada para o sistema modelado.

7.1.2 Existem muitos programas usados para simular o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Uma lista deles com algumas de suas características é descrita a seguir:

7.1.2.1 PVSyst: desenvolvido pela empresa homônima, este programa suíço não gratuito serve para dimensionar e simular sistemas fotovoltaicos, analisando o sombreamento, desempenho, perdas detalhadas, acoplamento de armazenamento, etc. O programa também pode ser utilizado para análise econômica e possui uma ferramenta de projeto preliminar. Mais detalhes, versão de avaliação por 30 dias e licenças em <https://www.pvsyst.com/>

7.1.2.2 PVSOL: desenvolvido pelo software ValenTin, este programa pago da Alemanha simula dinamicamente sistemas fotovoltaicos com visualização tridimensional, veículos elétricos, outros tipos de aparelhos conectados e sistemas de baterias. O programa possui duas versões: PV*Sol e PV*Sol Premium. Mais detalhes, versões de avaliação por 30 dias e licenças em <https://valentin-software.com/en/products/pvsol/>

7.1.2.3 Software de Gerenciamento de Energia Limpa RETScreen: programa desenvolvido e apoiado pelo Governo Canadense. Ele é usado para identificar soluções de energia renovável (não limitada a PV), avaliar a produção de energia, verificar o desempenho dos sistemas e otimizar a viabilidade técnica e financeira da eficiência energética (custos envolvidos, redução de emissões e análise de risco). O programa tem uma versão estudante (apenas para fins acadêmicos) e uma versão profissional com uma taxa de licença anual. Mais informações em <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>

7.1.2.4 SAM (System Advisor Model): este programa gratuito foi desenvolvido inicialmente para auxiliar as Forças de Defesa Americanas a diversificar sua matriz energética com fontes renováveis. Atualmente apoiado pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL), o programa fornece análises técnico-econômicas detalhadas de diferentes fontes renováveis, com modelos para PV, Concentração de Energia Solar, Energia Marinha, Células a Combustível, Geotérmica, Aquecimento Solar de Água, Combustão de Biomassa, Energia Eólica e Armazenamento de Bateria. Todos os sistemas renováveis modelados são considerados conectados à rede. Mais informações em <https://sam.nrel.gov/>.

7.1.2.5 Calculadora PVWatts: este programa gratuito é um modelo simplificado apenas para sistemas fotovoltaicos disponíveis tanto na internet quanto na plataforma SAM. Somente algumas entradas simples são necessárias para uma análise preliminar. Mais informações em <https://pvwatts.nrel.gov/>.

7.1.2.6 HOMER (Otimização Híbrida de Recursos Múltiplos de Energia): este programa foi desenvolvido inicialmente para fins de Defesa, mas atualmente é apoiado e administrado pela UL Company. A grande diferença entre este programa e os demais disponíveis no mercado é a simulação de múltiplas fontes em conjunto (ex. geração (versão Grid) e sistemas híbridos em escala de utilidade (versão Front). Mais informações e licenças em <https://www.homerenergy.com/index.html>.

7.1.3 Os insumos para cada programa dependem do modelo escolhido, da energia renovável disponível, do tipo de análise esperado, etc. Apesar das diferenças, porém, os parâmetros relacionados ao clima, as características elétricas dos componentes (módulo, inversores, modularidade), a topologia escolhida (BAPV, BIPV, terra, etc.), e as perdas consideradas nas simulações.

7.1.4 As saídas fornecidas pelas simulações como resultados são a energia gerada em um intervalo de

tempo (em um período anual, mensal ou até menor), o desempenho dos sistemas fotovoltaicos (Rendimento e Índice de Desempenho, por exemplo), retorno e outras saídas de viabilidade econômica, etc.

7.2 DOCUMENTAÇÃO, PLANO LOGÍSTICO E COMISSIONAMENTO

7.2.1 Toda a documentação do projeto é um documento técnico que descreve os componentes e especificações necessários para dar suporte à solução e garantir que os requisitos técnicos do projeto sejam atendidos.

7.2.2 A documentação do projeto deve fazer parte dos processos de compra e instalação e requer alguns tópicos específicos:

- Especificações Técnicas de todos os serviços, materiais e equipamentos;
- Folhas de dados para todos os principais componentes (módulos, inversores, etc);
- Desenhos de esquema elétrico completo: diagrama unifilar; arranjo fotovoltaico; plano de situação do local; detalhes do esquema elétrico; sistema de aterramento;
- Relatório de cálculo de projeto considerando base de dados de irradiância solar do local, cálculo de estimativa de energia de acordo com inclinação e ângulo azimutal, dimensionamento de proteção de fios, cálculo de queda de tensão; e
- Estimativa de Orçamento para fornecer um preço médio de cada serviço, material e equipamento.

7.2.3 A preparação para o transporte da usina fotovoltaica é necessária e tem algumas considerações sobre os procedimentos de embalagem:

- Os painéis fotovoltaicos devem ser transportados em embalagens transparentes para que eventuais defeitos possam ser percebidos sem danificar o filme da embalagem;
- É melhor empilhar os módulos verticalmente para reduzir a pressão de um único painel. Deve haver separadores entre os painéis. Devidamente separados, os painéis são protegidos contra quebra durante o transporte;
- Para aumentar o nível de proteção, coloque proteção adicional nos quatro cantos de cada pilha de módulos;
- Outra forma de embalar os painéis é colocá-los em caixas separadas e colocá-los em uma embalagem maior;
- Como importador, pode ser melhor se você usar sistemas de controle. Se um painel for danificado durante o transporte, será mais fácil encontrar a causa e obter uma garantia;
- Um palete deve ser maior que os módulos para que o peso seja distribuído uniformemente; e
- Marcação de carga com módulos fotovoltaicos, inversores, painéis elétricos e baterias (não empilhar, aqui em cima, manter seco, frágil).



Figura 29 - Marcação de carga com módulos fotovoltaicos

7.2.4 Além da documentação do projeto, é necessário fornecer os seguintes itens sobre plano logístico, processo de instalação, processo de comissionamento e processo de O&M:

- Procedimentos de instalação e checkout do sistema;
- Instruções de operação, manutenção e resolução de problemas do sistema; e
- Manuais do proprietário para componentes principais individuais.

7.2.5 O processo de comissionamento é um processo para assegurar que todos os sistemas e componentes de uma planta sejam projetados, instalados, testados, operados e mantidos de acordo com os requisitos operacionais do proprietário ou cliente final.

7.2.6 São adotadas algumas etapas do relatório do processo de comissionamento, que incluem: garantir os requisitos do projeto; completar manuais de O&M, desenhos, software e certificação de teste; teste de componentes; balanceamento de sistemas de energia; inicialização da usina; verificação de desempenho e prontidão operacional.

7.3 PREOCUPAÇÕES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)

Na fase de projeto, é necessário prever o que acontecerá após a implementação do sistema fotovoltaico e pode impactar significativamente os custos de O&M para telhado e montagem no solo.

7.3.1 Os módulos são montados com folga suficiente e relativamente uniforme do solo, as estantes são espaçadas o suficiente para permitir o acesso para cortes de tamanho eficiente e os equipamentos são limpos para proteger os módulos contra danos causados por tais equipamentos.

7.3.2 Durante a seleção do local, é importante considerar a vegetação crescendo nas propriedades adjacentes – considere a altura das árvores em 20 anos e se isso causará sombreamento no sistema.

Item	Descrição dos serviços de manutenção	Frequencia
1	Inspeção visual das condições gerais da UF, estruturas de equipamentos, estruturas de conexões, máquinas elétricas, inversores, cabeamento, suportes elétricos, sombreamentos, pinturas, danos por animais, estruturas de solo, montagem, estruturas modulares.	Uma vez por ano ou quando necessário
2	Medições das strings: tensão de circuito aberto	Uma vez por ano ou quando necessário
3	Medições das strings: corrente em circuito fechado	Duas vezes ao ano ou quando detectada falha
4	Resistencia de isolamento	Uma vez por ano ou quando necessário
5	Análise de performance dos módulos: IxV curva	Uma vez por ano ou quando necessário
6	Inspeção de DPS ativados	Quando necessário
7	Inspeção por infravermelho de estruturas, conexões elétricas, módulos e falhas reportadas em inspeções visuais	Uma vez por ano ou quando detectada falha
8	Solução de problemas de inversores	Quando necessário
9	Limpeza dos módulos fotovoltaicos (sabão neutro, vassoura com cerdas de plástico e água)	Uma vez por ano ou quando necessário
10	Limpeza geral da usina e controle da vegetação na área da UFV	Quando necessário
11	Limpeza dos quadros elétricos e equipamentos	Uma vez por ano ou quando necessário
12	Manutenção geral da equipe	Uma vez por ano ou quando necessário

Tabela 16 - Plano de procedimentos de manutenção

7.3.3 As considerações iniciais do projeto também incluem o estabelecimento de drenagem adequada para evitar ou acomodar inundações e controlar a erosão, que pode prejudicar os blocos de equipamentos e as estantes.

7.3.4 Condições climáticas imprevisíveis e extremas que impactaram as operações e apontaram para a necessidade de projetar para condições climáticas mais extremas.

7.3.5 Sistemas instalados em alguns locais com clima seco precisam lavar o painel com frequência para evitar o acúmulo de poeira e sua consequente redução na produção de energia.

7.3.6 Sistemas de monitoramento remoto são necessários para o processo de garantia dos fabricantes de equipamentos e manterão o usuário de energia informado sobre qualquer solução de problemas que possa ocorrer nos sistemas fotovoltaicos.

7.3.7 As baterias inundadas requerem manutenção periódica. Seu nível de eletrólito deve ser mantido bem acima das placas e a voltagem e gravidade específica das células devem ser verificadas para valores consistentes.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT NBR 5410:2004.

Instalações elétricas de baixa tensão.

_____. ABNT NBR 10.889:2020. Energia solar fotovoltaica - Terminologia.

_____. ABNT NBR 16612:2020. Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho.

_____. ABNT NBR 16767:2019. Elementos e baterias estacionárias para aplicação em sistemas fotovoltaicos não conectados à rede elétrica de energia (offgrid) - Requisitos gerais e métodos de ensaio.

BRASIL. Empresa Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. Anuário estatístico de energia elétrica 2019 (EPE, 2019): ano base 2018, Versão "Workbook" -dados preliminares v 01, 2019.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas. Brasília: Câmara dos Deputados – Consultoria Legislativa, 2017. 46 p.

NOGUEIRA, Carlos Eduardo Camargo. Dimensionamento de sistemas integrados de energia em ambientes rurais. 2004. 144 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia

Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Maro Antônio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

REBOLLAR, Paola Beatriz May; RODRIGUES, Paulo Roberto. Energias Renováveis: Energia Solar. Jelare, 211. (Edição – Livro Digital).